

Til  
**Energistyrelsen**

Dokumenttype  
**Rapport**

Dato  
**Oktober 2016**

# SMART ENERGI

## BARRIERE- OG LØSNINGSKATALOG





## INDHOLD

<b>1.</b>	<b>INDLEDNING</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>SAMMENFATNING</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>ET SMART ENERGI SYSTEM I HOVEDTRÆK</b>	<b>12</b>
3.1	Baggrund	12
3.2	De fire byggeklodser i et smart energisystem	15
<b>4.</b>	<b>PRODUKTION AF VE-RESSOURCER</b>	<b>21</b>
4.1	Udbygning af biogas i energisystemet	22
4.2	Biogas fra spildevandssektoren	24
4.3	Store solvarmeanlæg	26
4.4	Overskudsvarme	29
4.5	Overskudsvarme fra spildevand	33
<b>5.</b>	<b>ANVENDELSE AF VE-RESSOURCER</b>	<b>35</b>
5.1	Fra el til fjernvarme og fjernkøling	35
5.2	Gashybrid varmepumper	42
5.3	Individuelle varmepumper og hybridanlæg	46
5.4	Power-to-gas	47
<b>6.</b>	<b>LAGRING OG FLEKSIBILITET</b>	<b>51</b>
6.1	Lagring i fjernvarmesystemet	53
6.2	Fleksibelt forbrug i drikkevandsforsyningen	59
6.3	Drift af affaldsforbrændingsanlæg	61
6.4	Lagring af energi i store batterier	63
6.5	Bygninger som del af energisystemet	66
6.6	Elbiler som lagring og fleksibilitet	70
6.7	Forbrugsafkobling	75
6.8	Compressed Air Energy Storage	77
<b>7.</b>	<b>TVÆRGÅENDE INDSATSER</b>	<b>80</b>
7.1	Anvendelse af data i et smart energisystem	80
7.2	Strategisk energiplanlægning	83
7.3	Værdisætning af lagring for fleksibilitet	88
<b>8.</b>	<b>PRIORITERINGER</b>	<b>93</b>
8.1	Indsatsområder	93
8.2	Opsummering af løsningsforslag	98

## 1. INDLEDNING

Rambøll Management er af Energistyrelsen blevet bedt om at udarbejde et katalog over de mulige udfordringer, barrierer og løsninger, der vil kunne opstå som led i etableringen af et fremtidigt, såkaldt smart energisystem i Danmark. Kataloget skal indgå i det arbejde, der udføres i både Energistyrelsen og i Platformen for Smart Energi i relation til bl.a. Energikommisionens drøftelser.

Denne rapport omfatter følgende elementer:

1. En overordnet beskrivelse af et muligt dansk smart energisystem som dette kan udformes frem mod 2050.
2. En identifikation af de enkelte komponenter, der vil kunne indgå i et sådan system, samt de udfordringer, barrierer og mulige løsninger af både teknisk, økonomisk og regulatorisk karakter, der kan være knyttet til hver enkelt komponent.
3. En identifikation af de vigtigste, nødvendige indsatsområder de kommende år for at fremme realiseringen af et sådan energisystem.

Kataloget omfatter indsatsområder, som enten anses for at være *vigtige* elementer i et smart energisystem, som kan være *mulige* elementer i et fremtidigt system, eller som fra forskellig side har været rejst som *potentielle* elementer. Kataloget bygger i et vist omfang på det store arbejde, der er foretaget i regi af Platformen for Smart Energi, suppleret med konsulenternes øvrige analyser og vurderinger. Konsulenterne har endvidere været bistået af professor Brian Vad, Aalborg Universitet, professor Bent Ole Gram Mortensen, Syddansk Universitet samt advokat Pernille Aagaard Truelsen fra Advokatfirmaet Energi og Miljø. Derudover har konsulenterne gennemført samtaler med en række centrale interessenter på området.

Rapporten tegner indledningsvist et samlet billede af et smart energisystem og de mange komponenter, dette kan bestå af. Et sådant system kan overordnet set bestå af fire forskellige indsatsområder:

- Produktion af VE-ressourcer
- Anvendelse af VE-ressourcerne
- Flexibilitet og lagring
- Tværgående indsatser

For hvert af disse fire hovedindsatsområder identificeres mulige konkrete komponenter i energisystemet. Hver komponent beskrives i relation til den rolle, komponenten kan spille i et smart energisystem, potentialet, eventuelle barrierer samt mulige løsningsforslag. I rapportens sidste afsnit gives et forslag til en overordnet prioritering af indsatsområderne på såvel kort som langt sigt.

Rapportens beskrivelser og anbefalinger er karakteriseret af følgende metodiske afgrænsninger, der er bestemt af de rammer, der er sat for arbejdet med rapporten:

### **Dimensionering**

Rapporten indeholder ikke et forslag til en samlet, overordnet "energiplan" for Danmark frem mod 2035 eller 2050. Der er med andre ord ikke taget stilling til, *hvordan* og *i hvilket omfang* det samlede, fremtidige energiforbrug mere præcist skal produceres, distribueres eller forbruges, i forhold til situationen i 2016. Der er således ikke i denne analyse regnet på eller stillet forslag om *dimensioneringen* af de konkrete komponenter i et dansk smart energi system – fx hvor stor en del af det samlede varmeforbrug, der skal finde sted via fjernvarme-systemet, hvor stor en del af

el-produktionen der på et givent tidspunkt skal kunne lagres i termiske lagre eller via forgasning, hvor mange elbiler der bør være på de danske veje på et givent tidspunkt, eller hvor stor en samlet back up-kapacitet der bør fastholdes på de større kraftvarmeværker for at sikre den nødvendige fleksibilitet i energisystemet.

### **Energieffektiviseringer**

Det indgår som en central parameter i stort set alle eksisterende analyser af og scenarier for det fremtidige danske energisystem, at energianvendelsen i meget vidt omfang skal *effektiviseres*, både i distributions- og forbrugsleddet, idet det antages (og i en række sammenhænge dokumenteres), at den samfundsøkonomiske (og miljømæssige) gevinst ved en fortsat energieffektivisering indtil et vist punkt overstiger gevinsten ved en øget VE-produktion. En ambitiøs energieffektiviseringsindsats bør således fortsat prioriteres meget højt; men energieffektiviseringsindsatsen vedrører mere spørgsmålet om, *hvor meget* energi, der produceres og forbruges, end om *hvordan* energien produceres, distribueres og forbruges i et smart energi system, hvilket er baggrunden for, at energieffektivisering som sådan ikke indgår som et særskilt emne i denne rapport.

### **Udlandsforbindelser**

I et system med stigende mængder fluktuerende energi vil der i princippet være flere typer af løsninger på, hvordan forsyningssikkerheden og systemstabiliteten håndteres. En mulighed, der i princippet næsten helt kan erstatte et smart energi system, vil være et tæt og meget integreret samspil med udlandet, hvor fluktuationerne i energiforsyningen i stort omfang håndteres via udlandsforbindelser, idet den nationale produktion af energi løbende suppleres med køb fra eller salg til udlandet. Der er næppe tvivl om, at styrkede udlandsforbindelser af samfundsøkonomiske årsager bør og vil være en central del af den samlede, fremtidige smart energi-struktur, hvilket også allerede fremgår af de senere års mange analyser af og scenarier for den fremtidige danske energimodel; det ligger imidlertid igen ikke indenfor rammerne af nærværende rapport at analysere, hvor stor en del af energiforsyningen der fremover bør baseres på udlandsforbindelser; fokus er derimod igen snarere på, *hvordan* den energi, der produceres, anvendes klogest muligt indenfor de danske grænser.

### **Skatter og afgifter**

Som nævnt er fokus i denne analyse på beskrivelsen af barrierer og mulige løsningsforslag. Skatter og afgifter er naturligvis blandt de helt centrale reguleringsinstrumenter i energipolitikken og ville derfor normalt også kunne være en central del af de løsningsforslag, der beskrives. Da der imidlertid parallelt med udarbejdelsen af denne rapport i regeringen er iværksat en række energipolitiske afgifts- og tilskudsanalyser, vil skatte- og afgiftsrelaterede forslag kun indgå i denne rapport i det omfang, de vurderes at have en uomgængelig karakter i forhold til de barrierer, der skal overkommes.

Det skal endeligt pointeres, at der ikke indgår nye, konkrete, samfundsøkonomiske konsekvensberegninger i denne rapport. Dette skyldes primært den ovennævnte afgrænsning i forhold til det samlede energisystem - det vurderes ikke muligt at gennemføre "isolerede", valide samfundsøkonomiske beregninger på enkeltforslag, når den samlede energisystemmæssige sammenhæng ikke kendes.

## 2. SAMMENFATNING

### Et smart energisystem skal sikre en effektiv og stabil integration af fluktuerende energi

Der er en bred politisk enighed om, at Danmark gradvist frem mod 2050 skal overgå til en energiforsyning, der er fossilaafhængig og så vidt muligt dækket af vedvarende energi. En central og stigende bestanddel af denne energiforsyning vil bestå af vedvarende energi fra fluktuerende energikilder.

Den gradvise introduktion af fluktuerende energikilder i det danske energisystem frem mod 2050 rummer dog en række udfordringer. For det første skal den høje forsyningssikkerhed og stabilitet i energinettet, som slutbrugerne i Danmark oplever i dag, fastholdes. Dette kan være udfordrende i perioder, hvor de fluktuerende energikilder som vind og sol ikke producerer tilstrækkeligt energi til at dække efterspørgslen, særligt i spidsbelastningsperioder. For det andet skal det sikres, at omstillingen af energisystemet sker på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig måde, således at forbrugerne fortsat oplever lave energipriser.

Flere analyser peger på en risiko for, at energisystemet især vil mangle fleksibilitet og stabilitet og derfor være ude af stand til at imødekomme efterspørgslen i alle spidsbelastningsperioder efter 2020. Der er derfor en risiko for, at et både forsyningssikkerheden og energipriserne udfordres efter 2020. Energisystemet skal af den grund gradvist omstilles ved at tage nye og mere avancerede løsninger i brug, eksempelvis forskellige lagringsteknologier, men også sikre fleksibilitet ved at øge integrationen af energi på tværs af forsyningssektorer. Der er således behov for et smart energisystem.

---

*Et "smart energisystem" kan i denne sammenhæng defineres som et energisystem, der sikrer en effektiv og stabil anvendelse af store mængder fluktuerende energi i det samlede energisystem.*

---

Et *fuldt* udbygget smart energisystem omfatter alle led i forsyningskæden lige fra produktion via distribution og lagring til forbrug af vedvarende energi, alle dele af slutforbruget herunder el, varme, køling, transport, proces samt alle typer af vedvarende energiresourcer som vind, sol, biomasse, biogas, affald, vand, spildevand, overskudsvarme. Et sådan system forudsætter et langt mere integreret samspil mellem de forskellige energisektorer end det, der kendes i dag. Ligesom det fordrer et tættere samspil mellem energisektoren og slutbrugerne. Til gengæld sikrer et effektivt smart energisystem ikke kun en væsentlig reduktion i samfundets CO<sub>2</sub>-udledning, men kan også samtidigt udgøre et betydeligt mere energieffektivt system end et baseret på fossile brændsler.

I hovedtræk bygger et smart energisystem på energistrømmene til, fra og imellem fire energisystemer - henholdsvis el-, gas-, fjernvarme- og fjernkølesystemet. Hvert system skal sikre et intelligent samspil mellem produktion, konvertering, lagring og forbrug i de forskellige energiformer, og der skal sikres et intelligent samspil også indbyrdes mellem de fire energisystemer. En anden måde at opgøre et smart energisystem på, er ved at afdække de bærende elementer i et smart energisystem, som de væsentligste initiativer kan grupperes i. I indeværende rapport er det disse hovedgrupperinger - eller "byggeklodser" - der danner grundlag for rapportens struktur og er nødvendige for at sikre håndteringen af den stigende mængde fluktuerende energi, defineret som følgende:

## Byggeklodser i et Smart Energi System (SES)



Den første byggeklods vedrører selve energiforsyningen. Det antages, at et fremtidigt SES i Danmark skal baseres på VE - især sol og vind. Det kræver i midlertidig, at Danmark øger anvendelsen af vedvarende elektricitet, så vidt muligt, da el kan udnyttes i næsten alle dele af slutanvendelsen. Der er dog et behov for supplerende energikilder for at sikre den nødvendige fleksibilitet samt produktion til slutanvendelser, som ikke kan håndteres af el – fx i form af biogas.



Da et dansk SES primært skal baseres på anvendelsen af el fra fluktuerende energikilder, er en anden central byggeklods derfor anvendelsen af VE-el, så 'bredt' som muligt. Det indebærer således, at el i større omfang, end tilfældet i dag, også anvendes til opvarmnings-, proces- og transportformål samt til konvertering af andre energikilder – fx konvertering af vand til brint via elektrolyse.



Såfremt den høje forsyningsikkerhed skal fastholdes, vil der være behov for at etablere systemer, der kan sikre en konstant forsyning til alle slutbrugere. Det kræver dels, at der muligheder for at *oplagre og anvende oplagret energi* i perioder, hvor hhv. produktionen overstiger forbruget og når produktionen er lavere end forbruget, og dels at *supplerende* energikilder som gas, overskudsvarme og biomasse kan anvendes, når vind- og solenergiproduktionen er lavere end forbruget.



Et SES stiller en række nye udfordringer til den samlede energisektor, og vil forudsætte en betydeligt styrket planlægning og integration både horisontalt i energisystemet (mellem de forskellige forsyningssektorer) og vertikalt (fra produktions, konverterings- og lagrings-leddene til slutbrugerleddet). Disse udfordringer vil i de kommende år skulle understøttes dels af reguleringen på energiområdet og dels af nye samarbejds- og planlægningsprocesser.

## Initiativer der fremmer et smart energisystem har forskellige prioriteringsniveauer

Hver af de fire byggeklodser i smart energisystem forudsætter initiativer, der kan fremme integrationen på tværs af forsyningssektorer og skabe den fornødne integration af el og den fornødne fleksibilitet i energisystemet. Dette kræver investeringer i en række komponenter i et smart energisystem, eksempelvis store varmepumper, power-to-gas teknologier, infrastruktur til elbiler, mv. Det er imidlertid en central pointe, at et effektivt smart energisystem ikke behøver at indeholde *alle* disse mange komponenter på kort sigt.

Dermed skal et smart energisystem ikke konstrueres på én gang, men kan og bør udbygges gradvist i takt med en stigende andel fluktuerende energi. Dog er visse komponenter i et smart energisystem nødvendige for at sikre håndteringen af den stigende mængde fluktuerende energi, mens andre komponenter er mindre vigtige – enten fordi de har en begrænset effekt, er teknologisk umodne eller samfundsøkonomisk uhensigtsmæssige.

Danmark er på mange måder allerede godt på vej mod et smart energisystem, da energisystemet allerede i dag er i stand til at absorbere store mængder fluktuerende energi og håndtere fluktuationerne via velfungerende regulerkraftmarkeder, net, kraftvarmeverker med varmeakkumulatorer og udlandsforbindelser, der løbende udbygges. Omstillingen til et smart energisystem vil under de gældende politiske rammer ske gradvist frem mod 2050. Der eksisterer med andre ord ikke nogen brændende platform, der fordrer akutte politiske initiativer med hurtig effekt. Ikke desto mindre er der behov for at vurdere, indenfor hvilken tidshorisont der vil være

behov for initiativer, der kan fremme et smart energisystem, og på hvilke områder sådanne indsatser først og fremmest skal prioriteres.

Dette skyldes for det første, at investeringer på energiområdet ofte er meget omkostningstunge og har lange levetider, hvorfor det allerede i de kommende år er vigtigt at sikre, at de investeringer, der foretages i energisektoren, er compatible med et fremtidigt smart energisystem. Det skyldes for det andet, at et smart energisystem som beskrevet kan bestå af en meget bred vifte af komponenter, hvorfor det er vigtigt at fokusere indsatsen på de områder, hvor der er de største effektmæssige og samfundsøkonomiske gevinster. For det tredje skyldes det, at der allerede i dag er oplagte muligheder for at udnytte de fluktuerende elpriser på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig måde.

På baggrund af en kortlægning og vurdering af en lang række potentielle indsatsområder, identificerer rapporten de centrale indsatser, der bør prioriteres på henholdsvis kort og langt sigt.

	Indsatsområder, kort sigt	Mulige indsatsområder, langt sigt
Produktion af VE-ressourcer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortsat indfasning af vind- og solenergi</li> <li>• Øget indfasning af biogas fra landbrug, industri, affald og spildevand</li> <li>• Øget anvendelse af overskudsvarme og -køling, herunder fra spildevandssektoren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fremme af power-to-gas som supplerende energikilde</li> <li>• Biogas i hybridanlæg</li> </ul>
Anvendelse af VE-ressourcer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortsat udbygning af fjernvarme og fjernkøling</li> <li>• Gradvis introduktion af store varmepumper i fjernvarme- og fjernkølingssystemerne</li> <li>• Gradvis indfasning af hybridanlæg udenfor fjernvarmeområderne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elbiler som aftager af el til den lette transport</li> <li>• Indfasning af electrofuels til den tunge transport</li> <li>• Indfasning af VE-gasser i gassystemet</li> </ul>
Lagring og fleksibilitet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anvendelse af termisk lagring i fjernvarme- og fjernkølingsnettene, herunder fremme etableringen af varmelagre</li> <li>• Fortsat udbygning af udlandsforbindelser</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Power-to-gas som lagringsmedie</li> <li>• Eventuelt store batterier, load shedding og compressed air storage som supplerende lagringsmedier</li> <li>• Eventuelt anvendelse af elbiler og bygninger som fleksibilitetsinstrumenter</li> </ul>
Tværgående indsatser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Styrkelse af den strategiske energiplanlægning</li> <li>• Udvikling af nye markedsmodeller for fleksibilitet s- og lagringsydelse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Styrket dataudveksling og tværgående organisering</li> <li>• Implementering af nye markedsmodeller for fleksibilitet og lagring</li> </ul>

## Fem særligt centrale indsatsområder kan effektivt bidrage til at omstille energisystemet på kort sigt

### **Indsatsområde 1:**

#### **Konvertering af el til varme og køling i fjernvarmen via store varmepumper og varmelagre**

Konverteringen fra fossile til ikke-fossile brændsler vil primært ske via en betydeligt øget andel af el i energisystemet. Denne øgede el-mængde vil primært kunne nyttiggøres ved konvertering til varme. Den største effekt vil kunne opnås ved konvertering af el til varme i fjernvarmesystemet via store varmepumper og elkedler, der kan fordele varmen ud i fjernvarmesystemet eller lagre varmen i store varmelagre, hvorved der kan skabes en betydelig lagrings- og fleksibilitetskapacitet. Denne indsats bør i første omgang finde sted på de mindre, decentrale kraftvarmeværker, hvor man så vidt muligt bør levetidsforlænge naturgaskraftvarmen, så denne kan fortsætte som supplement til varmepumperne og varmelagrene, indtil naturgassen på sigt kan erstattes med VE-gas. Kraftvarmeværkerne vil typisk være konkurrencedygtige, når elprisen er så høj, at var-



mepumperne bliver for dyre. Mange mindre fjernvarmeværker med elkedler, varmepumper og gasmotorer og varmelagre og evt. solvarme vil således kunne reagere ekstra kraftigt på elprisen.

I de centrale kraftvarmeområder bør store varmepumper indføres i takt med udfasningen af den traditionelle kraftvarmeproduktion og i takt med, at der høstes flere erfaringer med de største varmepumper. Der bør ydermere fortsat arbejdes for at udbygge fjernvarme- og fjernkølingsnettene op til den optimale grænse og her udnytte, at samme varmepumpe med varme og kølelagre kan udnyttes til både fjernvarme og -køling.

En sådan indsats forudsætter antageligt visse tariffmæssige ændringer, herunder en værdisætning af fleksibiliteten af det samlede energisystem. En både samfunds- og selskabsøkonomisk optimal løsning forudsætter endvidere, at de kommunale forsyningsselskaber gives adgang til at etablere fjernkøling indenfor rammerne af den økonomiske regulering.

### **Indsatsområde 2:**

#### **Konvertering af el til varme udenfor fjernvarmeområderne via el- og gas-hybrid anlæg.**

En væsentlig andel af el- og varmeforbruget i Danmark finder sted i naturgasdækkede områder udenfor fjernvarmeområderne. Et godt fleksibelt alternativ til fjernvarme kan være at erstatte naturgaskedler med såkaldte hybrid anlæg, der kombinerer små luft/vand varmepumper med gaskedler, således at der anvendes el, når denne er billig, og gas, når elprisen er høj, ligesom gaskedlen kan hæve temperaturen, når det er koldt. Teknologien hertil eksisterer allerede. Med en sådan løsning skabes incitament for slutbrugerne til et forbrugsmønster, der kan yde en væsentlig fleksibilitet i el-systemet. Ligesom elkedler og varmepumper i fjernvarmen kan erstattes af lagre og naturgaskedler i lange perioder, når elprisen er høj, kan de små varmepumper også afbrydes vilkårligt i lang tid. På sigt vil naturgassen kunne erstattes af enten biogas eller, på længere sigt, af power-to-gas-løsninger. Det vil være muligt at kombinere denne løsning med intelligente målere og koble de enkelte anlæg til en central styring, hvorved en ekstern aktør kan regulere forbruget på vegne af en række slutbrugere, og dermed øge fleksibiliteten.

En sådan indsats vil antageligt dels fordrer, at der etableres incitament for slutbrugerne til at installere sådanne hybrid anlæg (eksempelvis tilskudsordninger eller afgiftsfritagelser), og dels at der i et sådant incitamentssystem indregnes den samfundsøkonomiske værdi af den fleksibilitet, dette system bidrager med. Endnu en fordel ved denne løsning er, at der ikke bindes store investeringer i jordvarmeanlæg, hvorfor løsningen umiddelbart er forberedt til, at områder med hybrid anlæg kan konverteres til fjernvarme på længere sigt, når den sidste fossile gas skal udfases, eller alternativt overgå til VE-gas. En oplagt mulighed her er, at naturgas- og fjernvarmeselskaberne samarbejder om at tilbyde hybrid anlæg til kunderne i de naturgasdækkede områder og samtidig sikrer en koordineret overgang til fjernvarme, lokal nabovarme eller VE-gas når og hvis dette er samfundsøkonomisk fordelagtigt.

### **Indsatsområde 3:**

#### **Fortsat udbygning af biogas som fossilfrit supplement til den el-baserede varme**

Biogassen vil fremover kunne spille en central rolle som supplement til den el-baserede energi. Biogassen vil kunne anvendes både i kraftvarmesektoren og i de decentrale hybrid anlæg, dels som erstatning for den el-baserede produktion, når elpriserne er høje, og dels som stabiliserende element i perioder med svingende el-produktion. Biogassen kan leveres både fra landbruget og industrien og fra affalds- og spildevandsanlæg. Dette vil tilsammen kunne betyde en væsentlig mængde biogas.

Der er med de senere års politiske indsatser allerede gjort væsentlige fremskridt i forhold til produktion og anvendelse af biogas i Danmark. De væsentligste barrierer i forhold til en videre udbygning synes i dag dels at være usikkerheden om de langsigtede økonomiske rammevilkår for

sektoren, og dels en manglende sammenhæng mellem især affalds- og varmesektorerne. Der er endvidere visse samfundsøkonomiske udfordringer tilknyttet den fortsatte subsidiering af biogasproduktionen. I en smart energi-kontekst må biogassens værdi på længere sigt, og dermed en eventuel fortsat subsidiering, vurderes i forhold til de *samlede* samfundsøkonomiske omkostninger ved at producere VE-gasser, herunder ikke mindst biogassens værdi i relation til lagring og fleksibilitet.

#### **Indsatsområde 4:**

##### **Styrkelse af den strategiske energiplanlægning både centralt og decentralt.**

Et centralt aspekt af et smart energisystem er behovet for et langt tættere samspil mellem de mange komponenter, aktører og interesser i det samlede energisystem, som på grund af bl.a. uensartet økonomisk regulering og ejerskabsforhold vil kunne have modsatrettede interesser. Den løbende udvikling af dette samspil stiller også krav til de planlægningsmæssige og koordinerende kompetencer og ressourcer i både staten og kommunerne.

Det er indtrykket, at der i dag er behov for at styrke både samspillet og ressourcerne i den overordnede energiplanlægning, som mod- og medspil til de mange aktører på området. Udover en ressourcemæssig styrkelse bør det overvejes også at styrke det institutionelle og reguleringsmæssige grundlag for den strategiske energiplanlægning, både centralt og i kommunerne. Dette eksempelvis gennem krav om tværgående energiplanlægning efter behov, etablering af et planlægningsrejsehold og en statslig "energimæglingsfunktion".

Det skal understreges, at der kun i ganske få tilfælde indgår skatte- og afgiftsmæssige løsningsforslag i rapporten. Til gengæld peges der på, at der kan være grundlag for at justere el-tarifferne for den ekstra fleksible el. På nogle af de centrale indsatsområder vil anvendelse af afgiftsinstrumenter antageligt være både nødvendigt og hensigtsmæssigt, såfremt disse indsatsområder skal realiseres. Dette gælder ikke mindst indsatsen for varmepumper og varmelagre i fjernvarme- og fjernkølningsnettet.

#### **Indsatsområde 5:**

##### **Etablering af en ny markedsmodel for fleksibilitetsydelse**

Den fleksibilitet, der er et centralt element i et smart energisystem, kan etableres mange steder i det samlede system. Den kan sikres via energilagring (termiske lagre, gaslagre, batterier mv.) og via fleksibelt forbrug (bygninger, biler, industrien, reservekapacitet, udlandsforbindelser mv.). I takt med den løbende indpasning af stadigt mere fleksibelt el i energisystemet bliver behovet for at etablere samfundsøkonomisk fornuftige fleksibilitetsløsninger større. Da der ikke i dag er et stort behov for fleksibilitetsydelse, eksisterer der endnu ikke et marked – og dermed en pris – for sådanne ydelser.

Det er en særlig udfordring, at fleksibiliteten på flere områder kan "indbygges" i nogle af de elementer, der *alligevel* vil skulle indarbejdes i energisystemet for at optage den fluktuerende energi (fjernvarmen, hybridanlæg, biogasanlæg, elbiler mv.). På en række af disse områder vil der i de kommende år skulle træffes investeringsbeslutninger med en lang rækkevidde. Prissætningen af fleksibilitetsydelse kan derfor ikke nødvendigvis afvente, at et sådant fleksibilitetsmarked udvikles af sig selv i takt med den stigende efterspørgsel. Det er derfor af stor vigtighed, at der snart påbegyndes et arbejde med at udforme markedsmodeller og en prissætning af fleksibiliteten, der kan indarbejdes i de samfundsøkonomiske beregninger og dermed indgå i både reguleringen og i investorenes dispositioner.

## Sikringen af fleksibilitet i et smart energisystem er en stor udfordring

Særligt på ét område vil etableringen af et smart energisystem skabe udfordringer. Integrationen af store mængder fluktuerende energi forudsætter, at der skabes en stor fleksibilitet i energisystemet, således at disse fluktuationer i produktionen – og dermed elpriserne – håndteres effektivt og at forsyningssikkerheden dermed sikres på den bedste og billigste måde. Af denne grund har især spørgsmålet om fleksibilitet fået stor opmærksomhed de senere år.

Det er for det første vigtigt at pointere, at fleksibilitet i energisystemet i princippet kan sikres på to overordnede måder:

- For det første at opbygge *energilagre*, der kan bringes i anvendelse i perioder med lav produktion, høje energipriser eller overskudsproduktion. Sådanne lagre vil typisk blive etableret i tilknytning til selve energiproduktionen, dvs. som eksempelvis varmelagre i tilknytning til fjernvarme- og fjernkølingsnettene, eller som gaslagre. Dette kan ske både centralt, i tilknytning til kraftvarmeproduktionen, eller lokalt. Andre lagringsmuligheder kan være store batterier eller geotermiske løsninger som fx "compressed air storage".
- For det andet kan fleksibiliteten sikres gennem *fleksibelt forbrug*, hvor energiforbruget reguleres op eller ned i takt med behovet for at regulere og balancere energisystemet eller i takt med fluktuerende energipriser. Det fleksible forbrug kan etableres flere steder – hos slutbrugere (energiforbruget i bygninger, elbiler, industrien eller hos store energiforbrugere som vandsektoren), via reservekapacitet (back up-anlæg mv.) eller via udlandsforbindelser.

Det er for det andet vigtigt at pointere, at fleksibilitetsbehovet vil variere i både omfang og tidsmæssigt. Der kan i princippet skitseres tre forskellige typer fleksibilitetsbehov:

- Den løbende minut-til-minut balancering af el-nettet.
- Kortvarige produktionsudsving, hvor man anvender forskellige typer af regulérfkraft til at stabilisere produktionen og distributionen.
- Langvarige perioder med over- eller underskudsproduktion.

I rapporten beskrives og vurderes en lang række af de potentielle fleksibilitetsinstrumenter, der kan bringes i anvendelse i et fremtidigt dansk energisystem. I nedenstående tabel vurderes disse instrumenter på fire forskellige kriterier:

- *Kortsigtet effekt*: Tiltagets evne til at håndtere kortsigtede regulerings- og balanceringsudfordringer i elsystemet (dvs. hvor hurtigt tiltaget kan "aktiveres").
- *Langsigtet effekt*: Tiltagets evne til at supplere energiforsyningen i længere perioder (i princippet fra dage til uger) hvor der er forsyningsudfordringer eller meget høje elpriser.
- *Forsyningssikkerhed*: Sikkerheden for at det enkelte tiltag rent faktisk kan levere den forudsatte effekt (herunder bl.a. hvorvidt der er tale om et tiltag under dansk eller international "råderet").
- *Tidshorisont*: Hvornår virkemidlet vil kunne anvendes i Danmark, hvilket ikke mindst afhænger af den teknologiske modenhed.

Som det fremgår af tabellen, vil lagring af energien i eksempelvis fjernvarme- eller gassystemet ikke overraskende potentielt have den største effekt pga. den volumen, der eksisterer i disse systemer. Da væsentlige dele af både den primære energiforsyning, der skal bidrage til lagringen, vind, og infrastrukturen allerede er på plads, vil omkostningerne til lagring i disse systemer alt andet lige være relativt lave. Lagring af energien giver generelt en væsentligt højere forsyningssikkerhed, dels fordi der er tale om nationale tiltag og dels fordi der ofte vil være færre risiko-elementer forbundet med lagring end med aktivering af fleksibelt forbrug i større skala. Til gengæld vil fleksibelt forbrug ofte kunne aktiveres hurtigere end lagring i forbindelse med mere kortsigtede regulerings- og balanceringsudfordringer. Som det også fremgår af figuren, er det

vurderingen af tiltag, der vedrører fleksibelt forbrug, fx anvendelsen af bygninger eller elbiler som fleksibilitetsinstrumenter, i de fleste tilfælde kun vil have en begrænset effekt.

	Tiltag	Effekt, kortsigtet fleksibilitet	Effekt, langsigtet fleksibilitet	Forsynings-sikkerhed	Tidshorisont
<b>LAGRING</b>	Termiske lagre				
	Gasnet, biogas				
	Gasnet, P2G				
	Store batterier				
	CAES				
<b>FLEKSIBELT FORBRUG</b>	Udlandsforbindelser				
	Reservekapacitet				
	Elbiler				
	Bygninger				
	Load shedding				
	Vandsektoren				
	Hybridanlæg				

- Høj effekt / Fremmer forsyningsikkerheden / Kan implementeres i dag
- Mellem effekt / Fremmer forsyningsikkerheden i en vis grad / Kan snart implementeres
- Lav effekt / Fremmer ikke forsyningsikkerheden / Er langt fra at kunne implementeres

Det skal meget klart understreges, at ovenstående vurderinger er meget skønsmæssige, og baseret på eksisterende, tilgængelig viden. Af samme årsag indgår der ikke i tabellen en vurdering af hverken de enhedsomkostninger eller den samfundsøkonomi, der er knyttet til hvert enkelt instrument, da en sådan netop forudsætter en lang række antagelser. Formålet med ovenstående tabel er således *ikke* at give en samlet, endelig vurdering af de forskellige fleksibilitetsinstrumenter; formålet er derimod at illustrere, at der *eksisterer* en sådan bred vifte af potentielle fleksibilitetsinstrumenter – og dermed illustrere behovet for, at der de kommende år sker en tværgående analyse af og prioritering mellem disse forskellige kort- og langsigtede fleksibilitetsinstrumenter.

Således vil udformningen af den markedsmodel, der skal etableres i de kommende år, og som skal sikre en rigtig prissætning af sådanne fleksibilitetsydelse på tværs af forsyningssektorerne, afhænge meget af hvilke fleksibilitetsmekanismer man ønsker at anvende. Markedsmodellen vil bl.a. afhænge af, hvordan man ønsker at vægte de forskellige hensyn, fx forsyningsikkerhed versus omkostningsniveau, ligesom den vil afhænge af, i hvor stort omfang man inddrager fleksibiliteten i slutbrugerleddet.

## 3. ET SMART ENERGI SYSTEM I HOVEDTRÆK

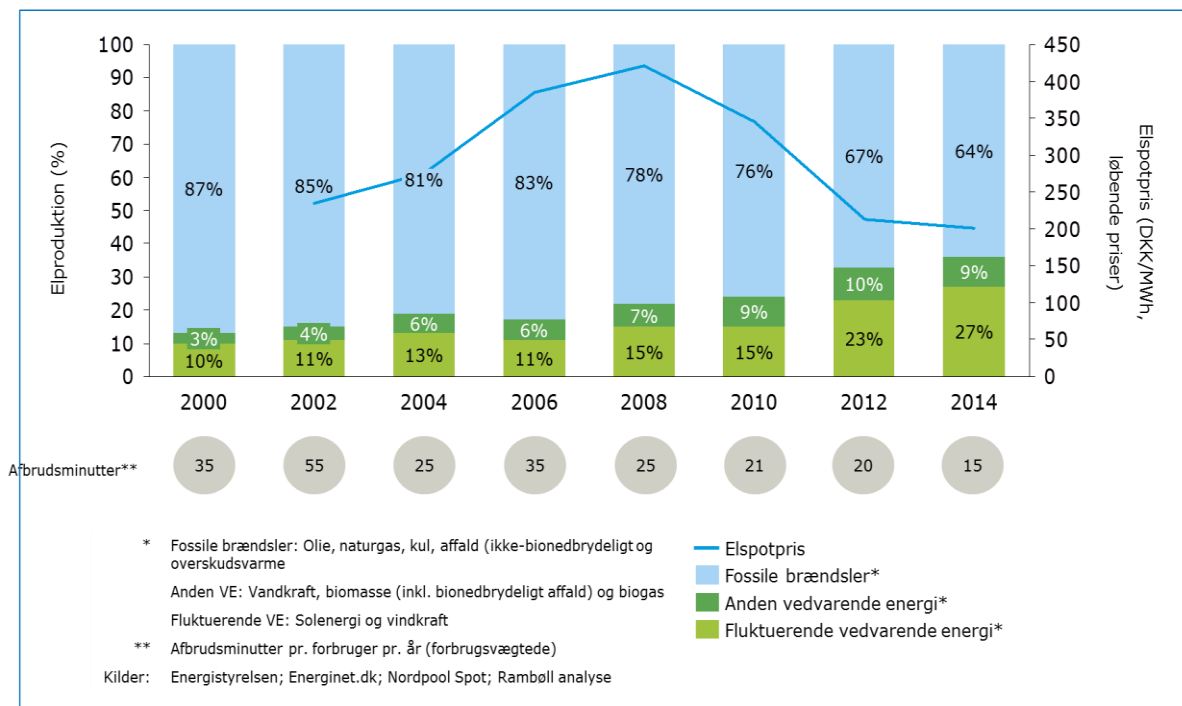
### 3.1 Baggrund

Der er en bred politisk enighed om, at Danmark gradvist frem mod 2050 skal overgå til en energiforsyning, der er fossiluafhængig og så vidt muligt dækket af vedvarende energi. En central og stigende bestanddel af denne energiforsyning vil bestå af vedvarende energi fra fluktuerende kilder som vind og sol.

Den gradvise introduktion af sådanne fluktuerende energikilder rummer en række forskellige, store udfordringer. For det første skal den meget høje forsyningsikkerhed og stabilitet i energinet, som slutbrugerne i Danmark oplever i dag, fastholdes også i en situation, hvor forsyningen stammer fra fluktuerende energikilder, og hvor produktionen af energi fra vind og sol vil kunne være meget ustabil. For det andet skal det sikres, at omstillingen af energisystemet sker på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig måde, der sikrer en optimal udnyttelse af den fluktuerende energi.

Udfordringerne med integrationen af fluktuerende energikilder er ikke presserende i dag. På trods af den stigende mængde fluktuerende VE det seneste årti har stabiliteten i elsystemet været stigende, jf. figur 1 nedenfor. Der er på den korte bane visse forsyningsmæssige udfordringer i relation til at sikre den rette effekt i el-systemet i Østdanmark, men disse udfordringer håndteres antageligt i de kommende år i kraft af bl.a. styrkede forbindelser til Sverige og Tyskland og en styrkelse af de strategiske reserver.

Figur 1: Indikatorer på udviklingen i elsystemet 2000-2014



Energisystemet vil i stigende grad efter 2020 mangle fleksibilitet og stabilitet og derfor være ude af stand til at imødekomme efterspørgslen i alle spidsbelastningsperioder efter 2020. Energisystemet skal af den grund gradvist omstilles ved at tage nye og mere avancerede løsninger i brug,

fx forskellige lagringsteknologier, men også sikre fleksibilitet ved at øge integrationen af energi på tværs af forsyningssektorer. Dette fremtidige og integrerede energisystem omtales ofte som et smart energisystem.

*Et smart energisystem kan i denne sammenhæng overordnet defineres som et energisystem, der sikrer en omkostningseffektiv og stabil anvendelse af store mængder fluktuerende energi i det samlede energisystem. Et fuldt udbygget smart energisystem omfatter alle led i forsyningskæden (fra produktion via distribution og lagring til forbrug af vedvarende energi), alle dele af slutforbruget (el, varme, køling, transport, proces) samt alle typer af vedvarende energiressourcer (vind, sol, biomasse, biogas, affald, vand, spildevand, overskudsvarme).*

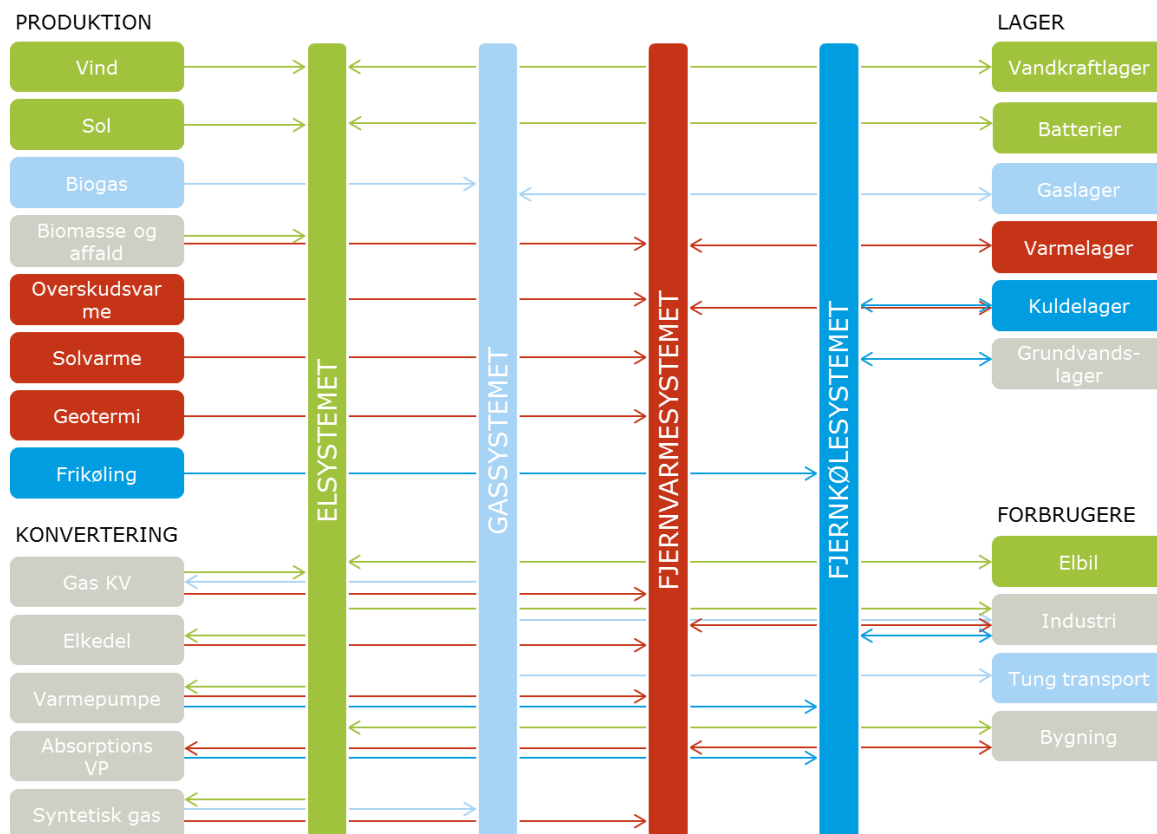
Et effektivt smart energisystem fordrer således et langt mere tværgående og integreret samspil mellem sektorerne i energisektoren end det, der kendes i dag, ligesom det fordrer et langt tættere samspil mellem energisektoren og slutbrugerne, end det nuværende system kræver. Til gengæld sikrer et effektivt smart energisystem ikke kun en væsentlig reduktion i samfundets CO<sub>2</sub>-udledning, men kan også samtidigt udgøre et betydeligt mere energieffektivt system end et energisystem, der er baseret på fossile brændsler.

Smarte energisystemer har fået en fremtrædende placering på den energipolitiske dagsorden de senere år, i takt med formuleringen og den begyndende realisering af nye klimapolitiske målsætninger, og i takt med at teknologiudviklingen i stigende grad muliggør realiseringen af en integreret, intelligent styring af energisystemerne. Dette indebærer også, at der i dag eksisterer rigtig mange, ofte meget forskellige definitioner og forståelser af begrebet "smart energi".

Der er da heller ikke tvivl om, at et fremtidigt, optimeret smart energisystem vil kunne rumme rigtig mange komponenter, der interagerer med hinanden – fra en meget bred vifte af både centrale og lokale energiproducerende anlæg, via en lang række distributionssystemer og forskelligartede "grids/systemer", videre via en række forskelligartede lagrings- og fleksibilitetsmekanismer i næsten alle dele af energisystemet, til en stor og kompleks kreds af slutbrugere, der alle i varierende grad indgår som "aktive" elementer i energisystemet (som både producenter, oplagringenheder og fleksible forbrugere af vedvarende energi).

Figur 2 nedenfor giver et samlet overblik over alle væsentlige komponenter i et fuldt udbygget smart energisystem. Systemet består i forenklet form af de fire energinets og deres koblinger med produktion, energilagere, konverteringsteknologier og slutforbrugere. En kort beskrivelse af hvert enkelt element fremgår af bilag 1.

Figur 2: Overblik over væsentlige komponenter i et fuldt udbygget smart energisystem



I hovedtræk bygger et smart energisystem på energistrømmene til, fra og imellem fire energisystemer. Hvert system skal sikre et intelligent samspil mellem produktion, konvertering, lagring og forbrug i de forskellige energiformer, og der skal sikres et intelligent samspil også indbyrdes mellem de fire energisystemer. De primære energistrømme i systemerne bevæger sig fra produktion til konvertering, lagring og slutforbrug. Produktionsleddet indeholder i princippet alle ressourcer i et 100 pct. VE-baseret energisystem og bidrager derfor med energi til de fire systemer.

To centrale led i et smart energisystem er – i modsætning til det konventionelle energisystem – hhv. *konverteringen* af primære energiresourcer til andre anvendelser, og *lagringen* af energi, der sikrer den nødvendige fleksibilitet i et energisystem med fluktuerende energikilder.

Konvertering sikrer samspillet mellem de fire systemer, dvs. når ressourcer skal konverteres fra en energiform, der stammer fra ét system, til en form der kan anvendes i et andet system. Konverteringen bidrager dermed dels til at udnytte en given energikilde optimalt (såsom konverteringen af el til varme), og dels til at skabe fleksibilitet i et smart energisystem, når én energikilde på givne tidspunkter erstattes af en anden energikilde. En varmepumpe kan for eksempel aftage el fra el-systemet og levere varme og køling til hhv. fjernvarmesystemet og fjernkølesystemet, og en gaskedel kan aftage gas fra gassystemet og levere el og fjernvarme.

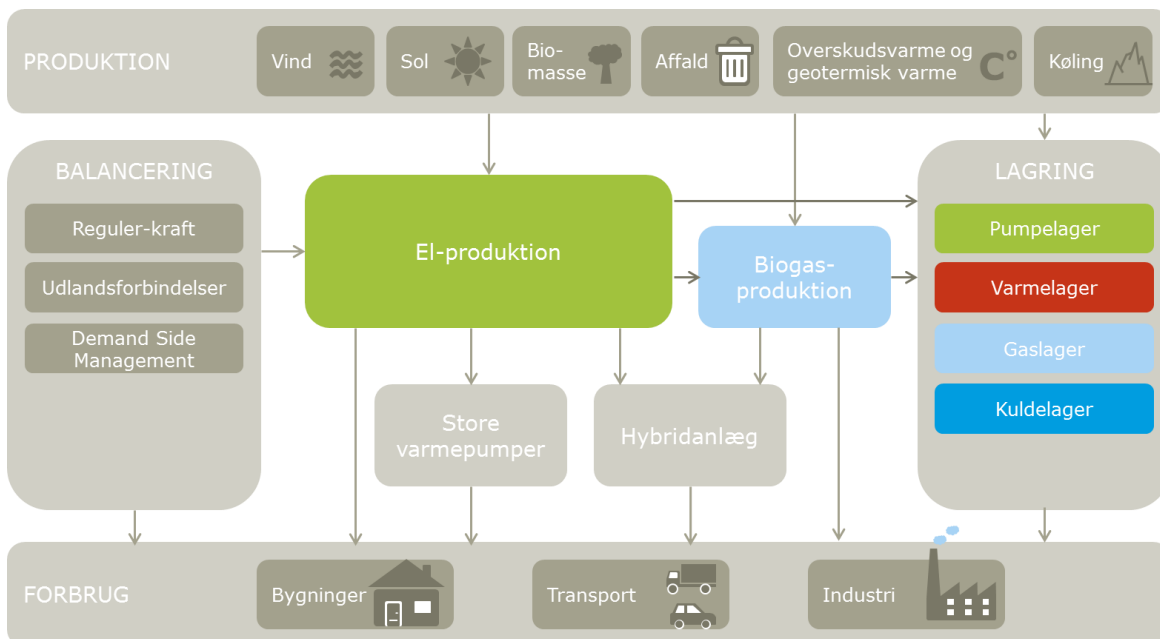
Lagringsleddet skaber yderligere fleksibilitet ved at opbygge energireserver, som kan tilføres alle systemer i et smart energisystem i spidsbelastningsperioder, i perioder med mangel på en given energikilde eller i perioder med meget høje el-priser. Det sidste led er forbrugerleddet, som selvfølgelig er de primære aftagere af energien. Det er dog i en smart energi-sammenhæng vigtigt at bemærke, at forbrugerleddet også kan fungere som en fleksibilitetskomponent ved at regulere op

eller ned for forbruget, eller ved at oplagre energi i eksempelvis elbiler eller i bygningernes varmelagre.

De mange og meget varierende definitioner af smarte energi systemer, og de mange komponenter, der indgår i et fuldt udbygget smart energisystem som vist ovenfor, indebærer imidlertid en risiko for, at det kan være vanskeligt at identificere – og dermed regulere og implementere - de *væsentligste* elementer i et smart energisystem. Et sådant system skal *ikke* konstrueres fuldt ud på samme tid, men kan og bør udbygges gradvist i takt med den løbende indfasning af fluktuerende energi (i Danmark især vindkraft), og – især i de første faser – med et fokus på de centrale elementer, der er *nødvendige* for at kunne håndtere sådanne stigende mængder fluktuation. Visse elementer i et smart energisystem *er* afgørende for muligheden for at optage og anvende store mængder fluktuerende VE på en samfundsøkonomiske hensigtsmæssig måde – mens andre elementer er *mindre* afgørende (fordi de eksempelvis har en begrænset, samlet effekt i et smart energisystem). Visse elementer *er* teknologisk og samfundsøkonomisk modne til implementering indenfor en kortere årrække – mens andre elementer endnu *ikke* er hverken teknologisk eller økonomisk modne.

Figur 3 nedenfor er en forenklet visuel version af det samlede, smarte energisystem. Formålet med figuren er at fremhæve de elementer, der især vil være nødvendige i en dansk smart energi-sammenhæng, især i de første to årtier. I en sådan model er de centrale elementer hhv. el-produktion (fra en række mulige kilder), konvertering af el til varme i både fjernvarme områderne og udenfor disse, samt etablering af tilstrækkelig lagringskapacitet og fleksibilitet, primært i varme- og kuldelagre.

**Figur 3: Forenklet version af det samlede smarte energisystem**



De centrale elementer uddybes i de følgende afsnit.

### 3.2 De fire byggeklodser i et smart energisystem

Et smart energisystem kan overordnet set betragtes som et system bestående af en række delkomponenter - eller byggeklodser - der tilsammen skaber et effektivt, smart energisystem. I et smart energisystem indgår følgende fire grundlæggende byggeklodser:



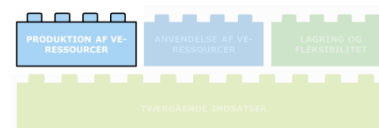
Figur 4: De fire grundlæggende byggeklodser i et smart energisystem



Disse vil sammen udgøre overskrifterne for de områder, hvor der er identificeret løsningsforslag for et mere integreret og fleksibelt forsyningssystem. Denne figur vil danne grundlag for opbygningen af rapportens struktur, hvor hver af byggeklodserne vil belyses. I de følgende afsnit beskrives det generelt, hvad hver byggeklods indeholder, mens der for kapitel 0-7 analyseres i dybden for hver byggeklods, med henblik på at identificere potentialer, barrierer og løsningsforslag indenfor de forskellige områder.

### 3.2.1 Byggeklods 1: Vedvarende energiresourcer

Den første, overordnede byggeklods i et smart energisystem vedrører selve energiforsyningen. Det antages, at et fremtidigt smart energisystem i Danmark så vidt muligt skal baseres på vedvarende energi, jf. bl.a. den energipolitiske aftale fra 2012. Et smart energisystem i dansk regi indebærer en så høj anvendelse af vedvarende elektricitet som muligt. Dette skyldes dels det forhold, at el er den energiresource, Danmark har rig adgang til fra i særdeleshed vindkraft, og dels det faktum, at el som energiresource kan udnyttes i næsten alle dele af slutforbruget som erstatning for mange nuværende fossile brændsler. Der er allerede som en del af den gældende energiaftale fastlagt ambitiøse mål for udbygningen af vindkraft i Danmark, hvorfor dette aspekt af et smart energisystem ikke behandles yderligere her.

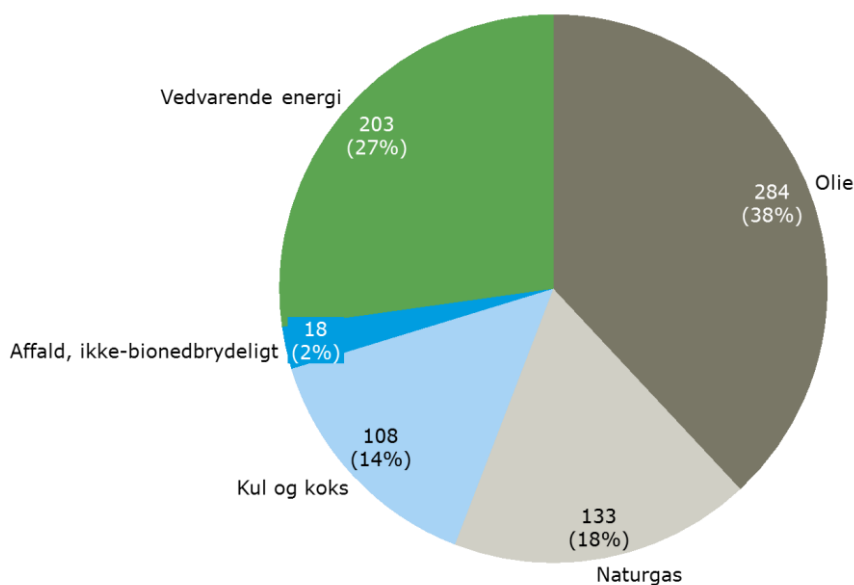


Elektricitet kan imidlertid ikke udgøre den eneste vedvarende energikilde i et smart energisystem. Der vil dels være behov for andre energikilder som supplement til elektriciteten til at sikre den nødvendige stabilitet og fleksibilitet i energisystemet i tilfælde af reduceret el-produktion eller høje elpriser, og dels være behov for andre energikilder til de slutanvendelser, som ikke kan håndteres af el (bl.a. dele af transportsektoren, dele af industriens procesenergi og dele af energiforbruget i virksomheder og boliger i visse geografiske yderområder). For sådanne formål vil det imidlertid stadig gælde, at energiproduktionen - så vidt det overhovedet er muligt - skal udnytte den tilgængelige og relativt set billige el via konvertering til andre anvendelser.

Et smart energisystem skal sikre en effektiv, samfundsøkonomisk fornuftig og bæredygtig anvendelse af andre typer VE, der kan supplere vind- og solenergien, både i situationer med underproduktion af fluktuerende energi og i situationer med høje elpriser. Der er gennem de senere år gennemført en række analyser, der opererer med en række scenarier for "sammensætningen" af VE-ressourcer i et 2050-perspektiv, og selvom disse varierer lidt i forhold til den "endelige"

sammensætning (afhængigt af forudsætninger som eksempelvis udlandsforbindelser, biomasse-anvendelser, prisudvikling og teknologiudvikling) kan det med en vis sikkerhed antages, at de primære, supplerende energiressourcer i Danmark vil være affaldsvarme, biogas, overskudsvarme, solvarme samt – i et mere begrænset omfang end i dag – bæredygtig biomasse. Visse af disse ressourcer vil på sigt i varierende omfang kunne konverteres til bl.a. syntetisk gas.

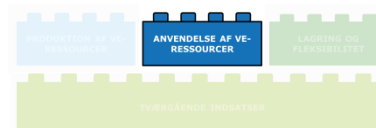
**Figur 5: Fordelingen i bruttoenergiforbruget i Danmark i 2015.**



Kilde: Energistyrelsen (Foreløbig energistatistik 2015)

Det fremgår af Figur 5, at kun ca. en tredjedel af forbruget i dag stammer fra VE-ressourcer. Et smart energisystem, hvor op imod 100 pct. af bruttoenergiforbruget baseres på VE, bør således i denne sammenhæng (udover udbygningen med vindkraft) have sigte på *dels* at skabe optimale rammer for udnyttelsen af disse andre, supplerende VE-ressourcer, og *dels* at sikre det nødvendige samspil i energiproduktionen og energianvendelsen mellem de fluktuerende energikilder (vind, sol) og disse andre, mindre fluktuerende VE-ressourcer.

### 3.2.2 Byggeklods 2: Anvendelse af VE-ressourcerne



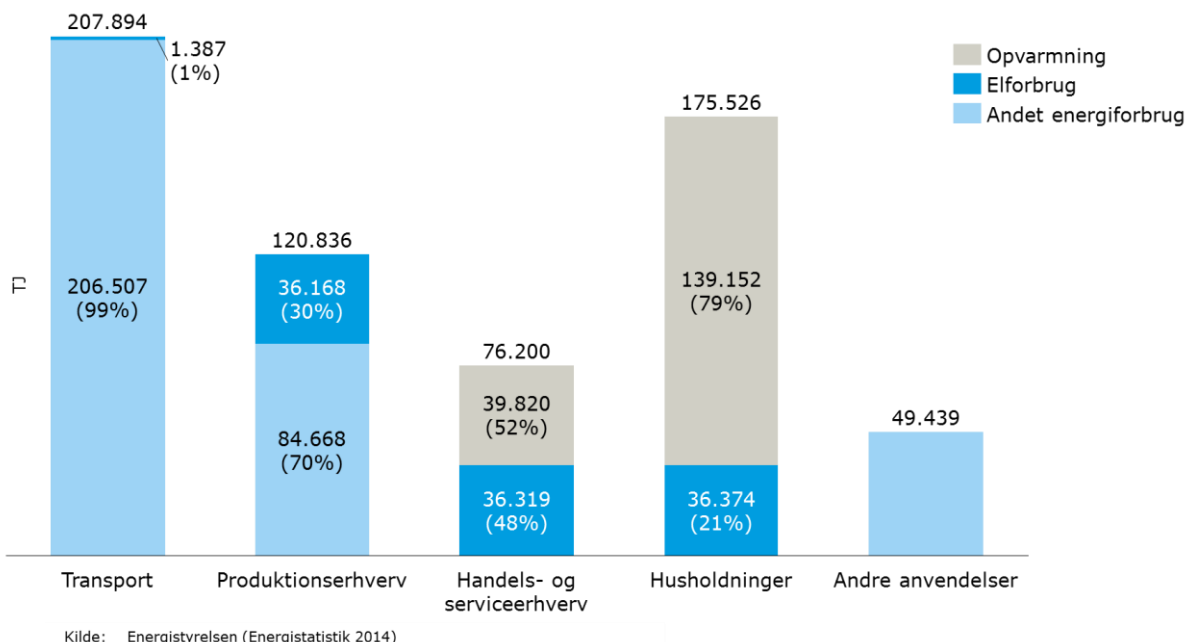
Et dansk smart energisystem skal som beskrevet ovenfor primært baseres på anvendelsen af elektricitet fra fluktuerende energikilder. En anden central byggeklods i et dansk smart energisystem vil derfor være *anvendelsen* af elektricitet så bredt som muligt i det *samlende* energisystem som erstatning for fossile brændsler. En sådan bred anvendelse skal ikke kun sikre, at VE erstatter fossile brændsler men skal også bidrage til at sikre en vis værdi af den el, der produceres selv i perioder med en høj produktion af fx vind- eller sol-energi og den deraf affødte risiko for lave elpriser ved en overproduktion.

I figur 6 nedenfor ses anvendelsen af energi i Danmark til forskellige hovedformål (2015). Selvom der naturligvis vil ske en vis ændring i de relative anvendelser, kan det dog antages, at denne fordeling på hovedformål også i væsentligt omfang vil være gældende frem mod 2050.

Som det fremgår af figur 6 er de to store energianvendelser – udover det direkte elforbrug – opvarmning og transport. En så bred anvendelse af el som muligt indebærer således, at el så vidt

muligt anvendes også til opvarmnings-, proces- og transportformål – og at el derudover anvendes som energikilde til konvertering af andre, mindre fluktuerende energiressourcer (eksempelvis konvertering af vand til brint via elektrolyse).

**Figur 6: Anvendelse af det endelige energiforbrug, hovedanvendelser, 2014**



Varmeproduktionen og -anvendelsen skal altså i videst muligt omfang - i den udstrækning, dette er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt - omlægges og være el-baseret frem mod 2050. Det samme gælder den del af køleproduktionen, der ikke er el-baseret. Dette gælder så vidt muligt både i den centrale og decentrale varmforsyning (kraftværkerne og fjernvarmesystemet) og individuelle varmforsyning udenfor fjernvarmenettene. I et "mængdeperspektiv" (dvs. anvendelsen af så store mængder fleksibelt el som muligt) er den primære udfordring omlægningen af varmeproduktionen i kraftvarme- og fjernvarmesektoren. Dette kan – med eksisterende eller forventede nye teknologier – især ske via anvendelsen af elkedler samt store og små varmepumper i kombination med forskellige typer supplerende energiressourcer (biogas, biomasse, gas-kraftvarme via power-to-gas mv.). Udenfor fjernvarmenettene vil den optimale anvendelse kunne ske med hybridanlæg, der kombinerer individuelle varmepumper med (på kort sigt) naturgas og på længere sigt bio- eller syntesegas.

Store dele af transportsektoren vil ligeledes kunne omstilles til el frem mod 2050 og dermed bidrage til at optage store mængder el. Dette kan ske både via "direkte anvendelse" i elbiler og – på sigt – via power-to-gas-løsninger, der udnytter el til konvertering af vand til brint og til forskellige typer såkaldte syntese fuels.

### 3.2.3 Byggeklods 3: Lagring og fleksibilitet

En helt central udfordring i et smart energisystem er som nævnt den fluktuerende karakter, som den vedvarende energi vil have. Såfremt den meget høje grade af forsyningssikkerhed, som slutbrugerne i Danmark oplever i dag, skal fastholdes, vil der være behov for at etablere systemer, der kan sikre en konstant forsyning til alle slutbrugere også i perioder med lav VE-produktion. Da også *priserne* på de nye VE-markeder samtidigt i stigende grad vil fluktuere i takt med produktionsudsvingene, vil der



ligeledes være behov for løbende at kunne justere energiforbruget i forhold til sådanne prisfluktuationer (lavere forbrug af vindbaseret el i perioder med høje el-priser mv.) med henblik på at sikre den samfundsøkonomisk mest optimale energiforsyning.

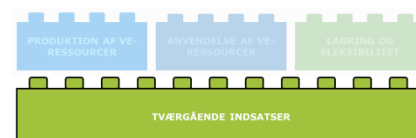
Der skal således for det første etableres mulighed for at *lagre* energi i perioder, hvor produktionen overstiger forbruget eller når elpriserne tilsiger det, og efterfølgende mulighed for at *anvende* denne lagrede energi, når produktionen er lavere end forbruget, eller når elpriserne tilsiger dette. Og der skal for det andet etableres mulighed for at anvende *supplerende* energikilder som gas, overskudsvarme og biomasse, når vind- og solenergiproduktionen er lavere end forbruget, når priserne på vind- og solenergi er høje, eller når det der er behov for med kort varsel at balancere el-nettet ved systemfejl eller udfald på el-nettet. Der skal altså med andre ord sikres en fortsat afkobling mellem produktionen og forbruget af energi, svarende til den afkobling der eksisterer i dag, hvor fossile brændsler og biomasse ikke forbruges på samme tidspunkt, som de produceres. Der skal endvidere sikres en løbende balancering og regulering af elnettet på samme måde, som regulér-kraftmarkedet i dag sikrer.

Lagring af el, fleksibilitet og balancering af nettet kan i princippet finde sted i mange dele af energisystemet – i produktionsleddet (via spidsbelastnings- og reservekapacitet, via varme- eller gaslagre), i de forskellige distributionssystemer (de såkaldte "grids" - så som lagring i fjernvarme- og fjernkølingssystemet, i gasnettet, i el-systemet via store batterier eller via udlandsforbindelser), og i slutbrugerleddet (eksempelvist i elbiler eller i bygningernes varme- og kølesystemer). Vurderingen af, hvor lagringen og fleksibiliteten primært bør etableres i et smart energisystem, vil afhænge dels af den *volumen* af energi, der skal kunne lagres og anvendes fleksibelt, dels af de *tekniske* muligheder for at aktivere og de-aktivere de forskellige løsninger, og dels af de samfunds- og selskabsøkonomiske *omkostninger*, der er forbundet med de forskellige lagrings- og fleksibilitetsløsninger.

I en dansk smart energi-kontekst, hvor eludnyttelsen og fjernvarmesystemet vil være de primære komponenter, der suppleres med især biogas, vil lagringskapaciteten og fleksibiliteten primært kunne ske netop i disse systemer, dvs. ved hjælp af store varme- og kuldelagre og elkedler samt lagring i gassystemet. På længere sigt vil lagring i større skala i gassystemet via power-to-gas løsninger kunne vise sig effektivt. Det må på kort sigt antages, at den mere kortsigtede balancering og regulering af elnettet stadig primært vil finde sted via udlandsforbindelser og et tilpasset, udvidet regulér-kraftmarked.

### 3.2.4 Byggeklods 4: Tværgående indsatser

Et smart energisystem stiller som nævnt en række nye udfordringer til den samlede energisektor, og vil forudsætte en betydeligt styrket planlægning og integration både horisontalt i energisystemet (mellem de forskellige energisystemer) og vertikalt (fra produktions, konverterings- og lagringsleddene til slutbrugerleddet). Disse udfordringer vil i de kommende år i nødvendigt omfang skulle understøttes dels af reguleringen på energiområdet og dels af nye samarbejds- og planlægningsprocesser.



Der vil bl.a. være behov for at sikre, at der sker en koordineret planlægning, der integrerer de mange elementer i energiforsyningen på tværs af forsyningsarterne og de mange aktører på området. Det vil som udgangspunkt være kommunernes opgave at sikre denne koordination og sammenhængende planlægning, støttet af regulering og eventuelt ressourcer fra statens side.

Den økonomiske regulering skal bidrage til at skabe de rigtige økonomiske og organisatoriske incitamenter for eller krav til virksomhederne (på både monopol- og konkurrenceudsatte markeder) til at realisere de enkelte elementer i et smart energisystem. I dag varierer den økonomiske regulering mellem de forskellige forsyningssektorer, afhængigt af hvorvidt der er tale om monopolområder eller konkurrenceudsatte markeder. Visse sektorer er underlagt indtægtsrammeregulering, andre er underlagt hvile-i-sig-selv-regulering, og atter andre er konkurrenceudsatte. Disse forskellige regimer skaber varierende incitamenter til og muligheder for at investere i nye løsninger, ligesom der på visse områder er en risiko for, at de samfundsøkonomisk og de selskabsøkonomisk optimale løsninger ikke altid harmonerer. Disse forskellige reguleringsmæssige rammer kan endvidere på visse områder betyde, at incitamentet til at samarbejde på tværs af sektorerne om integrerede løsninger (fx fælles planlægning og tværgående fleksibilitetsløsninger) reduceres pga. egentlig konkurrence mellem selskaberne. Dette har bl.a. ført til overvejelser om behovet for en mere harmoniseret, økonomisk regulering og til behovet og mulighederne for at fremme "multiforsyningselskaber" på tværs af forsyningssektorerne.

Det er endvidere blevet fremhævet, at det øgede behov for tværgående samarbejde stiller øgede krav til indsamling, deling og anvendelse af *data* på de forskellige områder. Data vil i et smart energisystem bl.a. skulle anvendes til en mere "intelligent" styring og balancering af el-nettet, og til udnyttelsen af slutbrugerne (bygninger, biler, virksomheder) som aktive elementer i energisystemet.

Da der på en række områder er tale om udvikling og anvendelse af nye teknologier (bl.a. de meget store varmepumper over 25 MW, power-to-gas-løsninger og intelligent styring), er der i de kommende år antageligt et vist behov for at understøtte *udvikling, demonstration og markedsmodning* af sådanne nye teknologier. Den offentlige sektor vil i visse tilfælde kunne understøtte en sådan udvikling enten via direkte regulering (nye krav og normer) eller via støtte til FU&D-aktiviteter.

En række af de komponenter, der indgår i et smart energisystem, vil skulle sikre fleksibilitet og lagringskapacitet i et omfang, der ikke kendes i dag. Der eksisterer naturligvis i dag et regulerkraftmarked, men ikke i det omfang, der antageligt bliver behov for fremover. Dette betyder, at det i dag er meget vanskeligt at prissætte de fremtidige fleksibilitetsydelser i det omfang, de vil få. Man kan ikke blot anvende "værdien" af elprisernes udsving som en indikator for værdien af fleksibiliteten, dels fordi andre elementer så som forsyningsikkerhed, lagringskapacitet mv. også bør indgå i værdisætningen, og dels fordi der antageligt skal foretages store investeringer i fleksibilitetskapacitet med lange tilbagebetalingstider (så som fjernvarmeudbygning, varmelagre, udlandsforbindelser eller backup-kapacitet), hvor den aktuelle værdi af elprisudsvingene ikke nødvendigvis er en præcis indikator for værdien. Det vil derfor i den fremtidige planlægning være nødvendigt at inddrage en ny type værdisætning af disse ydelser, så de samfundsøkonomiske beregninger, der ligger til grund for ny-investeringer i energisystemet (og til dels også for reguleringen) indeholder sådanne elementer, så risikoen for ikke-optimale løsninger, der ikke bidrager tilstrækkeligt til at løse fleksibilitets- og lagringsudfordringen, reduceres.

Endeligt vil skatte-, afgifts- og tarif-instrumenter naturligvis spille en væsentlig rolle i udviklingen af et smart energisystem, som de har gjort det i udviklingen af det eksisterende energisystem. Skatter og afgifter kan sammen med den økonomiske regulering anvendes til at skabe de nødvendige økonomiske incitamenter for energiselskaberne og andre aktører til at investere i den type løsninger, der understøtter et smart energisystem. Egentlige skatte- og afgiftsmæssige forslag indgår dog ikke i denne rapport, jf. afsnit 1.4.

De følgende kapitler (kapitel 3-6) vil gennemgå de fire byggeklodser i et smart energisystem, hvilket tilsammen danner grundstenen for løsnings- og barrierekataloget. Hvert kapitel vil indledningsvis give en kort beskrivelse af den respektive byggeklods, for derefter at præsentere de initiativer, der indgår i kataloget. For hvert initiativ gives en kort baggrund, hvorefter potentialer identificeres, barrierer kortlægges, for så til sidst at præsentere konkrete løsningsforslag.

## 4. PRODUKTION AF VE-RESSOURCER



Et dansk smart energisystem skal som udgangspunkt baseres på uafhængighed af fossile brændsler. Uanset den nærmere definition af begrebet "uafhængighed" er udgangspunktet, at næsten hele det danske energiforbrug frem mod 2050 skal omlægges til fossilfri energi. Der skal derfor etableres en energiforsyning med et passende miks af VE-kilder, der på en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig måde sikrer stabilitet og robusthed i den samlede energiforsyning.

Som det fremgik af Figur i denne rapport stammer kun ca. en tredjedel af det danske energiforbrug i dag fra VE-kilder. Der skal derfor ske en gradvis udbygning af VE-kildernes anvendelse frem mod 2050. Der er gennemført en række analyser af et muligt, fremtidigt dansk energimiks (ikke mindst Energistyrelsens 2050-scenarier) der under forskellige forudsætninger opstiller varierende modeller for sådanne energimiks. Udviklingen frem mod 2050 vil på tværs af disse mulige scenarier overordnet set omfatte de følgende hovedelementer:

- Løbende udbygning af vindenergien
- Løbende udbygning af solenergien
- Omstilling af transportsektoren til el i den lette transport og flydende brændsler, bl.a. de såkaldte "electrofuels", i den tunge tung transport
- Løbende udbygning af biogasproduktionen
- Gradvis udfasning af naturgassen
- Fortsat anvendelse af biomasse i kraftvarmesektoren
- Øgede bidrag til energiforsyningen fra affalds- og spildevandssektorerne
- På længere sigt anvendelse af power-to-gas-løsninger i både el-, varme- og transportsektorerne

For så vidt angår vindenergi og biomasse er der i både energiaftalen og i det nuværende afgiftssystem opstillet en række rammer for både udbygningstakten og de tilhørende økonomiske virkemidler. Geotermisk energi indgår også i en række scenarier for det fremtidige energisystem, men er stadig præget af væsentlige både teknologiske og økonomiske udfordringer, der gør det vanskeligt at indregne i energisystemet på nuværende tidspunkt.

I dette kapitel er fokus i højere grad på de yderligere energikilder, der skal bidrage til et smart energisystem, og som i varierende omfang besidder de egenskaber, der gør dem velegnede til at netop at indgå i et sådant system – dvs. deres værdi som *fleksible* og *supplerende* energikilder til de fluktuerende kilder. Dette drejer sig om følgende områder:

- Biogas
- Biogas fra spildevandssektoren
- Store solvarmeanlæg
- Overskudsvarme
- Overskudsvarme fra spildevandssektoren

Power-to-gas-løsninger baseret på el vil også kunne udgøre en ny VE-energikilde, men behandles i denne rapport i det efterfølgende kapitel 5 i kraft af den store værdi, som power-to-gas-løsninger vil have i relation til konvertering af el til VE-gasser.

## 4.1 Udbygning af biogas i energisystemet

### 4.1.1 Baggrund

Gas fra vedvarende energi (VE-gas) må forventes at blive et centralt element i fremtidens energisystem. Ved VE-gasser forstås primært (1) biogas, (2) gas fra termisk forgasning og (3) gas produceret ved elektrolyse på vedvarende energikilder (power-to-gas). Det må dog konstateres, at teknologierne til produktion af gas har meget forskellige grader af modenhed. Hvor teknologien til produktion af biogas har været under udvikling de seneste årtier og derfor må anses som værende moden, så forventes teknologien til termisk forgasning først at være kommercielt moden efter 2020, og gas fra elektrolyse tidligst at være moden til produktion i større skala på et endnu senere tidspunkt.

Biogas er en energirig gas bestående af en blanding af metan og kuldioxid, som dannes, når organisk materiale (fx husdyrgødning (gylle), restprodukter fra fødevarerindustrien og andre organiske affaldsprodukter) tilføres til et biogasanlæg. Restproduktet fra biogasproduktionen er afgasset biomasse, som kan anvendes som gødning og jordforbedringsmiddel på markerne, og et biogasanlæg er derfor effektivt til at sikre recirkuleringen og genanvendelsen af organiske affaldsprodukter.

I et fremtidigt smart energisystem vil biogas kunne være et vigtigt supplement til stigende mængder fluktuerende vedvarende energikilder. Gassen kan anvendes i transportsektoren som brændstof i biler og tung transport, men biogas kan også aftages af kraftvarmeværkerne til produktionen af el og varme. Biogassen vil også kunne erstatte naturgas og skabe den nødvendige fleksibilitet i hybridanlæg udenfor fjernvarmeområderne som supplement til små varmepumper. Herudover kan biogas billigt og effektivt lagres i gasnettet og, da produktionen af biogas er nationalt forankret, bidrager det til sikringen af energiforsynings-sikkerheden. Anvendelsen af biogas tilføjer således fleksibilitet i energisystemet, da biogas kan imødekomme efterspørgslen af energi i flere sektorer samt lagres til brug i spidsbelastningsperioder eller i længere perioder uden vindkraft i el-systemet. Herudover har Danmark et veludbygget naturgasnet, hvor biogassen billigt og tabsfrit kan distribueres over store afstande.

I dag bidrager biogas med ca. 2,5 pct. af den samlede el-produktion fra vedvarende energi i Danmark, hvilket er en stigning på 31 pct. siden 2010. Denne stigning er primært sket som følge af øget kapacitet og produktion fra værker over 1MW el. Hvis kraftvarme medtages, blev der i 2015 brugt 4,7 PJ biogas til produktion af el og kraftvarme i Danmark. Hovedparten af biogassen stammer fra landbruget i form af gylle, mens den resterende biogas er fra rensningsanlæg og organiske affaldsfraktioner.

Det er vigtigt, at produktionen af biogas sker på basis af restprodukter fra landbruget, affaldssektoren og spildevandssektoren, da anvendelsen af fx energiafgrøder til produktion af biogas kan være problematisk af en række årsager. Da energiafgrøder herudover gradvist udfases frem mod 2021 (fra 2018 til 2021 må der højst anvendes 12 pct. baseret på vægtinput) vil fremtidens supplement til biomasse fortrinsvist være kildesorteret husholdningsaffald, dybstrøelse, halm,

samt grødeskær, græs og lignende fra offentlige arealer, da disse biomasser har et højt biogas-potentiale.

#### 4.1.2 Potentiale

Der er en positiv samfundsøkonomi på produktion af biogas ud fra følgende affaldsgrundlag: affald fra landbrug, industri, husholdning og spildevandsbehandling. Og med et solidt biomassegrundlag mht. kvantitet og kvalitet, den rette teknologi, alsidige og stabile afsætningsmuligheder af den producerede energi samt med de rette rammebetingelser, er det muligt at etablere en positiv driftsøkonomi på biogasanlæg baseret på ovenstående affaldsgrundlag.

Det politiske mål om, at 50 pct. af husdyrgødningen skal udnyttes til biogas, vil alt andet lige betyde, at der er et stort potentiale for el-produktion fra biogas de næste 10 år. Der er kommet gang i biogasudbygningen som følge af ikke mindst den tidligere anlægstilskudspulje og som reaktion på Energifaftalens pristillæg til el-produktion og opgradering. Opgradering og tilførsel til naturgasnettet forventes at blive den primære afsætningsvej for biogassen, mens direkte levering til el-produktion forventes at stagnere frem mod 2020. En række anlæg og udvidelser er nu under etablering, og flere nye anlæg er kommet i drift. Der er aktuelt kendte planer for biogasprojekter, som samlet set vil kunne øge produktionen til 15-16 PJ. Det er usikkert, om alle disse projekter vil blive realiseret inden for de nuværende rammebetingelser. Den opdaterede vurdering skønner, at biogasproduktionen stiger fra knap 5 PJ i 2014 til 14 PJ i 2020<sup>ii</sup>.

Tidligere analyser (bl.a. EA Energianalyse 2014<sup>iii</sup>) har beregnet, at den største samfundsmæssige værdi af biogassen fremkommer, når biogassen anvendes i industrielle processer eller direkte i kraftvarmen som erstatning for naturgas. Lagring i naturgasnettet via opgradering har således en lavere samfundsøkonomisk værdi end direkte brug af biogas i processer, hvor naturgas eller olie erstattes direkte. Men i et smart energisystem, hvor naturgassen udfases, og hvor fleksibilitetsbehovet bliver større, kan biogassens værdi som lagringsmedie (via opgradering) derimod have en større samfundsøkonomisk værdi. I det fremtidige smarte energisystem bør biogas som udgangspunkt ikke bruges i gasmotorer som grundlast, men i stedet lagres og kun anvendes, når elprisen er høj.

#### 4.1.3 Barrierer

På trods af de store potentialer, som biogassen har i forhold til både fossil fortrængning og fleksibilitet i et smart energisystem, eksisterer der i dag en række barrierer, der begrænser udbygningen af biogas i energisystemet.

Den primære barriere synes i dag at være de usikre, langsigtede rammevilkår. Udviklingen har på det seneste gået fra at biogasanlæggene er landmandsejede til at anlæggene i dag ejes af energileverandører og andre tilsvarende investorer og projektudviklere. I fremtiden vil pensionskasser, investeringsbanker og lignende aktører investere i grønne projekter som for eksempel biogasanlægsprojekter. Dette er positivt i relation til både professionalismisme i sektoren og i forhold til den volumen, der er nødvendig. Men for sådanne investorer er stabile, langsigtede investeringsrammer naturligvis af afgørende vigtighed. De forskellige subsidier i form af pristillæg mv. matcher ikke i dag de samfundsøkonomiske gevinster ved biogassen, hvilket er baggrunden for usikkerheden om subsidiernes fortsatte udformning. Her gælder dog (som i andre sammenhænge), at den værdi i forhold til regulering og fleksibilitet i det samlede energisystem, som biogassen medfører i et smart energisystem, ikke synes at være fuldt indregnet i de samfundsøkonomiske forudsætninger.

En anden og beslægtet udfordring ligger i mulighederne for at afsætte den producerede biogas på den energimæssigt optimale måde. I en smart energi sammenhæng bør biogassen på sigt så vidt muligt anvendes, hvor den har størst systemmæssig værdi, dvs. hvor den bidrager til at



supplere den fluktuerende vindenergi eller hvor den skaber fleksibilitet som lagringsmedie. I dén forstand tilsiger den mellem- og langsigtede omstilling af energisystemet således, at biogassen i hvert fald på sigt – og i det omfang dette er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt – så vidt muligt enten fødes ind i gasnettet, anvendes direkte i industrielle processer, hvor den kan fortrænge fossile brændsler, som ikke kan erstattes af elbaseret energi, eller anvendes som brændstof i den tunge transport. De fremtidige subsidier og incitamentet bør derfor understøtte sådanne anvendelser, fremfor anvendelser hvor biogassen ikke medfører en sådan systemmæssig værdi (fx produktion af elektricitet i konkurrence med vindbaseret energi).

Produktion af biogas baseret på diverse affaldstyper er omkostningstungt på flere områder. Transport af biomasse frem og tilbage fra anlægget, drift og vedligehold, samt forrentning af anlægget er de tunge poster. I takt med øget fokus på genbrug af affaldsstoffer er konkurrencen om de "gode" affaldstyper med et højt biogaspotentiale steget. Dette har resulteret i, at anlægene i dag i bedste fald får affaldet gratis ved betaling af transport frem til anlægget, hvor de tidligere kunne opkræve et "gate fee" for modtagelse af affaldet. Herved presses økonomien på anlægget i forhold til tidligere.

Endeligt skal det nævnes, at den nuværende godkendelsesproces i forbindelse med etablering af nye biogasanlæg af mange parter og investorer fremhæves som unødigt tung og tidskrævende, ofte på baggrund af de komplicerede kommunale planlægningsprocesser (kommunalplaner, lokalplaner, VVM, miljøgodkendelser, byggetilladelser mv.).

#### 4.1.4 Løsningsforslag

Biogassen – og på sigt andre VE-gasser – vil skulle spille en central rolle i et dansk smart energisystem. Den fortsatte udbygning af biogASForsyningen i Danmark bør derfor sikres. De primære udfordringer heri ligger i den økonomiske regulering af området. Det hidtidige fokus har været på sikringen af tilstrækkelige subsidier til at etablere en egentlig opbygning af en biogasindustri. Fremover bør fokus i især afgiftsreguleringen i høj grad være på at sikre, at biogassen anvendes de steder i energisystemet, hvor den giver den højeste værdi i forhold til at skabe fleksibilitet som supplement til den fluktuerende vind- og solenergi – dvs. som lagringsmedie (via opgradering) i gasnettet og i industrielle processer. Dette vil antageligt forudsætte justeringer af det eksisterende afgiftssystem frem mod 2020.

Det skal endvidere sikres, at de offentlige godkendelsesprocesser smidiggøres så meget som muligt. Tiltag, som Biogassekretariatet og Biogas Task forcen, har dog i et vist omfang afhjulpet sådanne udfordringer, og bør derfor så vidt muligt fortsættes.

## 4.2 Biogas fra spildevandssektoren

### 4.2.1 Baggrund

På de fleste større danske renseanlæg produceres der i dag biogas ved slamudrødning, der er en naturlig måde at efterbehandle slam fra spildevandssektoren. Det primære formål med at efterbehandle slam er at reducere slammængden, som alligevel skal bortskaffes efterfølgende. Selve biogasproduktionen kan derfor betegnes som et biprodukt fra spildevandforsyningen, hvor biogassen anvendes til el- og varmeproduktion (nogle gange kun én af delene), eller den afbrændes (uden udnyttelse af energien), såfremt spildevandforsyningen ikke er i besiddelse af en gasmotor. Såfremt biogassen opgraderes (man fjerner CO<sub>2</sub> hvorved slutproduktet er næsten ren methan) kan denne fødes til naturgasnettet eller anvendes som transportdrivmiddel. Da nærværende rapport omhandler forskellige sektors bidrag til et smart energisystem, er fokus i det følgende opgraderet biogas (til tider også benævnt bionaturgas).

Salg af biogas fra slambehandlingen betragtes i dag som en del af spildevandsselskabernes hovedaktiviteter, mens det dog stadig er usikkert, om opgradering af biogassen er en aktivitet, som et vand-selskab lovligt kan varetage. Den regulatoriske samt tekniske usikkerhed har medført, at spildevandsselskaberne har fundet det mere hensigtsmæssigt, at en aktør med erfaring inden for området driver biogasopgraderingsanlægget samt den eventuelle efterfølgende distribution til naturgasnettet.

I forhold til statslige subsidier eksisterer der på nuværende tidspunkt tre forskellige pristillæg ved salg af opgraderet biogas til naturgasnettet. I aftalerne mellem Fredericia Spildevand og DONG samt BIOFOS og HMN afspejles pristillægget i prisen på salg af biogas, hvilket skaber incitament for spildevandsforsyningerne til at engagere sig i sådanne aftaler. Det ene af disse (det laveste) er dog under udfasning med ophør i udgangen af 2019.

#### 4.2.2 Potentiale

På grund af de ofte lave virkningsgrader, som renseanlæggenes gasmotorer besidder, samt det forhold at naturgasnettet har større lagerkapacitet end renseanlægget, vurderes opgraderingen umiddelbart at være en optimal udnyttelse af energien. Endvidere har spildevandsforsyningerne begrænset lagringskapacitet, hvorfor man, såfremt kapaciteten overskrides, brænder gassen af uden udnyttelse af energien<sup>14</sup>.

I 2015 producerede de danske kommunale renseanlæg knap 130.000 tons slam (tørstof). Med udgangspunkt i antagelsen om en lige fordeling mellem primær- og sekundærslam har Rambøll estimeret, at det potentielle energiindhold er på knap 275 GWh. Dette tal ligger dog i den lavere ende i forhold til eksempelvis Plan Energis skøn, som ligger på godt 1.100 GWh. Såfremt man producerede biogas af den totale mængde slam, og herefter opgraderede denne, ville man altså kunne dække 0,8-3,3 pct. af det samlede danske naturgasforbrug. Inddrager man endvidere organisk affald fra husholdninger samt servicesektoren (et potentiale på 475-1.683 GWh) og tager afsæt i et 50 pct. forøget merpotentiale ved slam-udråkning, kan der estimeres et energi-potentiale på 1.125-4.175 GWh, svarende til mellem 3-13 pct. af Danmarks naturgasforbrug. Der er et yderligere potentiale, såfremt industriaffaldsprodukter inddrages, men dette har det ikke været muligt at estimere. I samme ombæring bør det dog nævnes, at såfremt spildevandsforsyningernes rådnetanke fødes ovennævnte substrattyper, vil det naturligvis ikke være muligt at tilføre disse til biogasværkerne.

Det skal endvidere understreges, at ovenstående estimerer udelukkende tager udgangspunkt i de totale mængder af spildevandsslam og organisk affald, men at en fuldstændig udnyttelse næppe vil være mulig. Hertil kommer, at hvert enkelt renseanlæg skal vurderes individuelt, da afstand ved bortkørsel og slammængder samt muligheden for at modtage ekstern biomasse har stor indflydelse på rentabiliteten.

På baggrund af dette vurderes biogas fra spildevandsslam i sig selv ikke at være et centralt element i et fremtidigt smart energisystem. Det kan derimod betragtes, som en (omend beskeden) kilde til den samlede biogasforsyning, hvor større mængder biogas kan tilføre lagring, fleksibilitet og balancering i et smart energisystem.

#### 4.2.3 Barrierer

På nuværende tidspunkt vurderes der at være en række barrierer for udbredelsen af opgraderet biogas fra spildevandsforsyninger.

Der er i dag en ganske stor tilskudsforinkel afhængig af, om biogassen opgraderes og sælges til naturgasnettet eller om der produceres elektricitet, som sælges til el-nettet. Såfremt der er tale om et 100 pct. biogasyrede værk, ydes en fast pris bestående af el-spotprisen og et pristillæg,

der i 2016 tilsammen beløber sig til i alt 1,23 kr./kWh. For blandingsfyrede anlæg (anlæg der fyrer med under 94 pct. biogas) gælder et pristilskud i 2016 på i alt 0,858 kr./kWh. Tilskuddet til opgraderet biogas, som sælges til naturgasnettet, er i 2016 på blot 0,441 kr./kWh. Der er altså et betydeligt større incitament til at producere til el-nettet end til naturgasnettet.

De forskellige incitamenter for at anvende elektricitetsproduktion til hhv. indfødning i elnettet og opgraderet til biogas til naturgasnettet findes også i den økonomiske regulering. I de eksisterende benchmark-regler, som ligger til grund for prisloftsreguleringen, kan spildevandsforsyningen/reanseanlægget godskrive investeringsudgifterne i de tilfælde, hvor produktionen anvendes til el-nettet, hvilket imidlertid ikke er tilfældet, når produktionen anvendes til opgraderet biogas. Dette forringer yderligere incitamentet til at opgradere biogassen og føde denne til naturgasnettet. Omvendt skal det anføres, at en forsyning, der producerer og anvender egen el og dermed reducerer omkostningerne, får et bedre benchmark og dermed et lavere effektivitetskrav.

I dag ydes der kun tilskud, såfremt den opgraderede biogas tilføres naturgasnettet. Dette reducerer selskabernes incitament til at opgradere biogassen (også biogas produceret med anden biomasse end spildevandsslam), hvis opgraderingsanlægget af afstandsmæssige årsager ikke kan tilsluttes naturgasnettet.

Det er endvidere fra forskellig side anført, at også de lovgivningsmæssige begrænsninger i anvendelsen af biogas fra spildevand til andre formål end opvarmning kan være en begrænsning, i det omfang biogassen eksempelvis anvendes til procesenergiformål og ikke varmeformål. Kommuner og kommunale selskaber må i henhold til Varmeforsyningsloven deltage i energiproduktion udover varme (dvs. procesenergiformål) så længe den andel af energiproduktionen, der anvendes til andre formål end varme, ikke overstiger 50 pct. af den samlede produktion. De kommunale selskaber må som udgangspunkt dog gerne producere og levere rumvarme så længe denne leveres til kommunens egne borgere, ligesom begrænsningen på 50 pct. ikke indeholder den energi, som vandselskabet anvender til eget forbrug. Der er derudover allerede i dag mulighed for dispensation fra disse krav i lovgivningen. Kravene om anvendelsen af energiproduktionen anses derfor ikke for indeværende at udgøre en barriere, i særdeleshed ikke hvis der er tale om varmeydelser til kommunens egne borgere.

Opgradering af biogas er et relativt nyt markedsområde, og der er derfor endnu sparsomme erfaringer med samarbejdet mellem spildevandsselskaberne og en anden aktør, som etablerer og driver opgraderingsanlægget. Det må dog forventes, at den opnåede erfaring fra flere af sådanne nye samarbejdsmodeller vil kunne motivere flere spildevandsforsyninger til at indgå lignende aftaler, såfremt disse erfaringer er positive.

#### **4.2.4 Løsningsforslag**

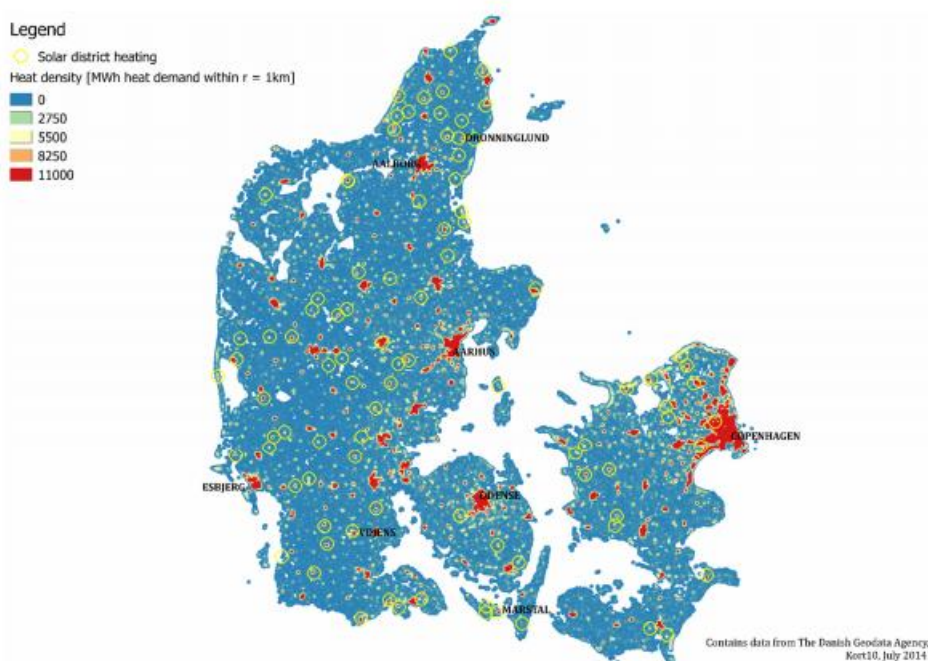
Anvendelse af biogas fra spildevandssektoren vil som beskrevet antageligt kun have en ganske begrænset volumen og dermed effekt i et fremtidigt energisystem. Såfremt denne mulighed på trods deraf skal fremmes, vil det antageligt fordrer, at incitamentet for opgradering af biogas til andet end anvendelse i naturgasnettet skal styrkes. Dette kan ske eksempelvis via en sidstilling af de forskellige anvendelser af biogassen (til elproduktion eller tilførsel til naturgasnettet) i både den økonomiske regulering (benchmarkingreglerne) og i afgifterne. Dette kan eventuelt ske isoleret – dvs. kun for spildevandssektoren – og dermed have begrænsede, samfundsøkonomiske og statsfinansielle konsekvenser.

### **4.3 Store solvarmeanlæg**

#### **4.3.1 Baggrund**

De store solvarmeanlæg anvender solens energi til at generere billig og miljøvenlig termisk energi, som kan bruges i fjernvarmenettet i kombination med store varmelagre, der udjævner solvarmen over døgnet og for nogle anlæg over året. Solvarmen er derfor interessant i det smarte energisystem, dels fordi solvarmen udnyttes, dels fordi lageret også kan udnyttes til at lagre varme, som produceres af varmepumper og elkedler mens priserne er lave. Solvarmeanlæg bidrager i dag med en varmeproduktion i et omfang, der svarer til ca. 1,5 % af fjernvarmeproduktionen. Som det kan ses af figur 6, bidrager mange solvarmeanlæg spredt ud over hele landet til denne produktion. Et andet kendetegn er, at anlæggene primært er lokaliserede i områder med lav varmeefterspørgsel og derfor ikke nær fjernvarmenettet i storbyerne (København, Aarhus, Odense, Aalborg og Esbjerg).

**Figur 7: Kortlægning af solvarmeanlæg i Danmark**



De store solvarmeanlæg er udviklet i Danmark med henblik på, at blive kommercielt bæredygtige i Danmark og på verdensmarkedet (selv i lande uden afgifter på brændsel, men med mere sol). Udviklingen har primært fundet sted med det forbrugerejede fjernvarmeselskab Marstal Fjernvarme som drivkraft i samarbejde med leverandører og rådgivere og med Energistyrelsens støtte til de første anlæg.

Solvarmen til fjernvarme er udviklet, så storskalafordele udnyttes maksimalt. Varmen fra anlæg over ca. 10.000 m<sup>2</sup> koster således ca. 200 kr/MWh, medens varme fra store anlæg på bygninger koster 600 kr/MWh og anlæg på småhuse koster 1.200 kr/MWh. Det betyder, at solvarme på bygninger med fjernvarme ikke er økonomisk fordelagtigt, mens solvarme til de mindre fjernvarmesystemer kan konkurrere med biomasse og naturgas.

#### 4.3.2 Potentiale

Solvarmens bidrag til fjernvarmeproduktionen antages at kunne være op til gennemsnitligt 25 pct. i decentrale områder og 5 pct. i centraliserede områder, men i mindre fjernvarmeområder kan solvarme bidrage med op til 50 pct. af produktionen. IDAs Energy Vision 2050 peger på, at bidrag fra solvarme vil nå 2,3 TWh i 2035. I Varmeplan Danmark 2010 var anslået 4 TWh i 2050,

svarende til 13 pct. af fjernvarmeproduktionen. For at imødekomme denne store integration af solvarme, er det nødvendigt at udbygge termiske energilagere med en kapacitet på 30 GWh.

I Danmark kan de meget store solvarmeanlæg i kraft af storskalafordele således lige akkurat konkurrere med den variable pris på varme fra biomasse, da kapitaludgifterne til solvarmen med en lang afskrivningstid og med lån til markedsrenter er lavere end den variable pris på biomassen. I andre lande kan et anlæg til industrielle processer ved lav temperatur meget let konkurrere med olie og gas til verdensmarkedspriser. Der er således eksempelvis leveret et dansk solvarmeanlæg på 39.000 m<sup>2</sup> til en mineindustri i Chile, og til et anlæg på 10.000 m<sup>2</sup> til et fjernvarmeanlæg i Norge. I fortsættelse heraf blev der i tilknytning til Marstal Fjernvarme etableret et sæsonvarmelager efter samme koncept, hvorved solvarmeandelen er øget fra 20 pct. til 50 pct. Der er efterfølgende sat tre yderligere anlæg i drift med en solvarmeandel på mindst 50 pct. hos de forbrugerejede fjernvarmeværker i Dronninglund, Gram og Vojens.

Solvarme blev i første omgang betragtet som en barriere for at decentral kraftvarme og varmepumper kunne producere om sommeren. Når vi derimod tager hensyn til, at solvarme, overskudsvarme, affaldsvarme, gaskraftvarme, elkedler og store varmepumper *tilsammen* vil kunne udnytte det samme lager og *tilsammen* begrunde, at der etableres et endnu større lager, så vil solvarmen fremme integrationen af vindenergi. Et lager, som optimeres til kun lige akkurat at rumme solvarmen, vil i kraft af årstidsvariationer have en stor ledig kapacitet alle måneder undtagen september, hvor solen topper. For en lille marginal merudgift kan lageret optimeres med en lille overkapacitet, så man også kan opsamle billig el i september (se efterfølgende figur i afsnit 5.1 om lagring).

De seneste to eksempler er Gram og Vojens fjernvarmeværker, som har udvidet deres solvarmedækning fra 20 pct. til ca. 50 pct. i kombination med et nyt sæsonvarmelager på kommercielle vilkår under danske forhold. I begge tilfælde har det givet et stort spillerum for at producere varme fra elkedler og varmepumper og gasmotorer optimalt ud fra elpriserne. Alle tre anlæg bidrager til at integrere vindenergi i energisystemet, og de kan i kraft af lageret regulere fra plus til minus forbrug hele året. Derved kan produktionen fra gaskedler til fjernvarmen reduceres markant.

Det er vigtigt at pointere, at solvarmen i sig selv ikke bidrager til fleksibilitet, tværtimod (da varmen jo kommer som solen skinner), men at det er de tilhørende lagre i form af store tanke eller senest også damvarmelagre, som er en integreret del af solvarmen, som automatisk rummer enorm ledig lagerkapacitet til fleksibel el næsten alle årets måneder.

### 4.3.3 Barrierer

Der er flere forhindringer for, at solvarmen med lager og den tilhørende bedre integration af vind udbredes.

De nyeste beregningsforudsætninger fra Energistyrelsen, der bl.a. anvendes i forbindelse med godkendelse af projekter, har gjort det vanskeligt at realisere nye solvarmeprojekter til fjernvarmesystemer, som er indenfor kvotemarkedet, mens det fortsat er muligt til de små værker, der er udenfor kvotemarkedet, når der indregnes en passende værdi af CO<sub>2</sub> udenfor kvotemarkedet.

Solvarmeanlæg med de tilhørende store varmelagre er endvidere belastet af den nuværende tarif- og afgiftsstruktur, der her – som på andre områder – ikke synes at afspejle værdien af den fleksibilitet, som sådanne anlæg giver til det samlede el-net. Når et fjernvarmeværk, som har

solvarme og lager, gerne vil etablere en elkedel og en varmepumpe for at kunne opsamle billig el og naturligvis afbryde elforbruget når som helst og så længe som der er behov for det, så kan det synes uhensigtsmæssigt, at værket skal betale tilslutningsafgifter

#### 4.3.4 Løsningsforslag

Storskala solvarmeanlæg med tilhørende varmelagre er et eksempel på et område, hvor de langsigtede fordele ved smart energi løsninger *kan* forekomme samfundsøkonomisk uhensigtsmæssige i dag, fordi vi endnu ikke i tilstrækkeligt omfang indregner de langsigtede fordele i forhold til fleksibilitet og regulering af et fluktuerende energisystem. De mest almindelige typer termisk lager findes i forbindelse med kraftvarmeværker, hvor lagrene øger fleksibiliteten for disse værker. De samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, der lægges til grund for projektforslag med solvarme og tilknyttede varmelagre, burde kunne inddrage de langsigtede fordele ved udbygningen med flere termiske lagre til at akkumulere solvarme. Derved vil et fjernvarmeværk kunne starte med at etablere solvarme og sæsonvarmelager, som dermed kunne stå til rådighed for efterfølgende projekter for elkedler og varmepumper og bidrage til den omkostningsmæssige understøttelse af sådanne investeringer, og dermed bidrage til at integrere den fluktuerende vindenergi.

Det ligger udenfor rammerne af denne rapport at vurdere konkrete skatte- og afgiftsmæssige forhold. I forlængelse af ovenstående anbefaling om de behovet for at indregne "fleksible elementer" i de samfundsøkonomiske forudsætninger, bør dog også tarifysystemet fremover afspejle fordelene ved og værdien af et fleksibelt elforbrug (dvs. at meget fleksible elforbrugere ikke belaster elsystemet men tværtimod hjælper det). Solvarme og varmelagre er eksempler på nødvendige, fremtidige elementer i et dansk smart energisystem, og denne "nødvendighed" bør afspejles i reguleringen. Det bør alt andet lige være et hovedprincip i tarifysystemet, at fleksible elforbrugere kun betaler den relative andel, som forbruget belaster elnettet, da belastningen af elnettet ved fleksibelt forbrug netop er betydeligt mindre end ved ufleksibelt forbrug. Princippet om omkostningsægte tariffer taler netop for, at en fleksibel elforbruger som eksempelvis et fjernvarmeværk, som har storskala solvarme og stor ledig lagerkapacitet det meste af året, bør kunne få en aftale om aftag af fleksibel el med en vis rabat på tilslutnings- og distributionsafgifterne, da værket vil kunne bruge relativt meget el og i kraft af lageret være villig til at afbryde elforbruget vilkårligt og i lange perioder.

Elnetselskabet kunne således differentiere bidragene til at betale nettet mellem 3 hovedgrupper:

- De forbrugere, som ikke er fleksible og derfor belaster elnettet
- De producenter, som stiller krav om tiltag, som øger omkostninger i elnettet
- De meget fleksible elforbrugere, som har et aftag, der om nødvendigt slet ikke belaster elnettet.

Dermed skabes et incitament også for ufleksible elforbrugere til at øge fleksibiliteten i forbruget.

## 4.4 Overskudsvarme

### 4.4.1 Baggrund

Overskudsvarme er et generelt begreb, som dækker al den varme, som ikke umiddelbart udnyttes. Den største kilde til overskudsvarme er den termiske el-produktion, såkaldt kraftvarme. For de store kraftvarmeværker, som er i drift af elmæssige grunde, koster det således meget lidt at bruge varmen, typisk 1 tabt MWh el for 6 MWh varme. En anden central kilde er overskudsvarme

fra industrielle processer, der enten kan have en høj temperatur (hvilket gør det muligt at udnytte den uden væsentlige, yderligere omkostninger) eller lav temperatur, der kun kan udnyttes med varmepumper. Overskudsvarme kan også genereres fra køling, hvor der er behov for at bortlede varmen ved oftest relativt lave temperaturer, ligesom alle såkaldt "strømmende medier" som eksempelvis spildevand og drænvand kan sidestilles med overskudsvarme.

Udnyttelsen af overskudsvarme er ud fra et ressourceudnyttelses- og CO<sub>2</sub>-mæssigt perspektiv naturligvis hensigtsmæssigt. Men overskudsvarmen vil samtidigt kunne spille en central rolle i et fremtidigt smart energisystem, da den kan bidrage til at styrke fleksibiliteten og den økonomiske optimering af varmeproduktionen. Som tidligere beskrevet bør en stor del af den fremtidige el-produktion anvendes til varmeproduktion via især store varmepumper, men en sådan udnyttelse kræver en væsentlig fleksibilitet, så varmen kan produceres og distribueres på én måde, når elpriserne er høje, (eller når der ikke produceres tilstrækkelige mængder el) og på en anden måde, når elpriserne er lave (og i tilfælde af overproduktion). Ved lave og moderate elpriser kan fjernvarmen via varmepumperne opvarme lavtemperatur-overskudsvarme fra mange små overskudsvarmekilder (industrien eller spildevand) og lagre dette i store varmelagre til senere brug. Alternativt kan overskudsvarmen lagres ved eksempelvis 20-30 grader, men det vil antageligt kræve store damvarmelagre eller risikere at indebære miljøproblemer. Når elpriserne er høje kan man vælge ikke at udnytte overskudsvarmen og i stedet anvende den oplagrede varme, ligesom man kan skifte til alternative varmekilder, hvis lageret ikke er tilstrækkeligt stort. Dermed udnyttes fluktuationerne i el-produktionen optimalt, og fjernvarmen produceres til de lavest mulige priser. Dermed kompenseres der også for, at den "traditionelle" overskudsvarmeproduktion fra kraftvarmeværkerne reduceres i takt med omstillingen af disse værker, og behovet for (eventuel fossil) spidslastproduktion reduceres, ligesom den samlede business case for varmepumperne forbedres.

#### 4.4.2 Potentiale

De fleste overskudsvarmeressourcer, som kan udnyttes direkte uden varmepumpe, er i dag udnyttet i Danmark. Alle el-producerende værker (bortset fra Kyndbyværket) får deres overskudsvarme fra el-produktionen (også omtalt som kraftvarme) kølet med fjernvarme og de virksomheder, som kan levere nyttig overskudsvarme uden varmepumpe, er efterhånden udnyttet via fjernvarmenettet. Det industrielle biomassefyrede kraftvarmeværk i Køge og Pektinfabrikken i Lille Skensved er blandt de sidste større anlæg, som nu kan udnyttes som følge af fjernvarmeudbygningen i Køge.

Tilbage er imidlertid et meget stort antal overskudsvarmekilder, som kun kan udnyttes via en varmepumpe, der kan øge temperaturen, så varmen kan bruges i fjernvarmen til at forsyne bygninger i nærheden. Det er her vigtigt, at de fjernvarmekunder, som får tilført denne overskudsvarme via fjernvarmen, så vidt muligt stiller moderate krav til fremløbstemperatur og har lav returtemperatur (lavtemperaturvarmekunder). Disse overskudsvarmekilder er stort set alle placeret i erhvervsområder. De fleste erhvervsområder blev i 1980'erne udlagt til naturgasforsyning, da der ikke på daværende tidspunkt var afgifter på energi til momsregistrerede virksomheder, og da man ønskede at stille naturgassen til rådighed for erhvervsvirksomhederne til procesforbrug. I de seneste 10-15 år har der derfor været et stort både samfunds- og selskabsøkonomisk potentiale for at udbygge med fjernvarme til alle erhvervsområder med naturgas. Det skyldes dels, at der overvejende er et stort rumvarmebehov fordelt på store kunder, dels at der nu betales afgift på energi til al rumopvarmning, og dels at der i disse områder er en dynamisk udvikling (områderne fortættes med ny bebyggelse, der er et potentiale for overskudsvarme, og der er eller opstår kølebehov til komfortkøling og proceskøling, som også er en kilde til overskudsvarme).

Denne udbygning er næsten afsluttet i Storkøbenhavn og andre områder med varmeproduktion (typisk en grundlast, der forsyner størstedelen af året med en jævn ydelse, som skal suppleres

med spidslast de koldeste dage), men der resterer fortsat et potentiale for mere fjernvarme til disse områder, da udbygningen endnu ikke helt er afsluttet.

Den resterende overskudsvarme, som kun kan nyttiggøres via store varmepumper, er særlig interessant i relation til det smarte energisystem, da den vil fremme introduktionen af store varmepumper i fjernvarmen. Særligt interessant er overskudsvarme fra fjernkøling, da varmepumpen her erstatter kølekompressorer, hvorved varmepumpen får en dobbelt funktion. Alene inden for fjernkøling er der således et meget betydeligt potentiale. Hertil kommer et mindre potentiale fra industriel overskudsvarme eller proceskøling.

Den første bølge af store fleksible varmepumper i fjernvarmen må således være de varmepumper, som tjener et dobbeltformål til varme og køl og som udnytter overskudsvarme ved en gunstig temperatur, eksempelvis mindst 30 grader. Store varmepumper, som kun leverer varme og kun fra kilder under 20 grader, bør først sættes ind i anden bølge, da økonomien er langt mindre gunstig, og derfor kun kan begrundes, når der er lave elpriser i lange perioder.

#### 4.4.3 Barrierer

Der er en række grunde til, at der fortsat er meget overskudsvarme ved lave temperaturer, som endnu ikke er udnyttet.

Den væsentligste grund er antageligt, at overskudsvarme ved lav temperatur, som kun kan udnyttes med en varmepumpe, ikke er økonomisk attraktiv i forhold til øvrige varmekilder, da varmepumpen er dyr og da el-tarifferne ikke endnu har et produkt, som matcher en fleksibel varmepumpe, som ikke belaster el-nettet og som kan afbrydes vilkårligt af elselskabet.

En anden lidt paradoksbarriere er den måde overskudsvarmeafgiften administreres på af myndighederne i dag. Selv i en situation, hvor producenten forærer varmen væk til fjernvarmeselskabet, som således investerer i en stikledning og en varmepumpe på producentens grund, beregnes overskudsvarmeafgiften ud fra en fiktiv antagelse om, at det er producenten, som afholder investeringerne og derfor optjener et overskud ved at sælge overskudsvarmen til en pris, der dækker kapitalomkostningerne.

Det er en yderligere barriere, at der endnu ikke er udbygget med fjernvarme i alle de områder, hvor der produceres overskudsvarme. Den store fjernvarmeudbygning, som startede for ca. ti år siden primært i erhvervsområder, har bragt fjernvarmen ud til mange virksomheder med overskudsvarme, men de resterer stadig mange erhvervsområder, som endnu ikke har fjernvarme. I indeværende år blev fjernvarmeudbygningen mange steder imidlertid sat i stå som følge af de nye beregningsforudsætninger med lave gaspriser. Beregningsforudsætningerne skal naturligvis afspejle de reelle, ændrede prisforudsætninger, men de bør som tidligere beskrevet også afspejle de mere langsigtede, energipolitiske målsætninger i et fleksibelt energisystem.

En anden barriere er, at mange varmemeforbrugere kræver høj fremløbstemperatur om vinteren, hvorfor fjernvarmen har behov for høj fremløbstemperatur. Dette forudsætter installation af en varmepumpe, der kan løfte temperaturen på overskudsvarmen. En sådan investering reducerer energioekonomien og fordyrer dermed fjernvarmen.

En sidste barriere er, at udnyttelsen af overskudsvarme ganske enkelt ikke er rentabel i alle tilfælde, selv med de reviderede overskudsvarmeafgifter fra 2015.

#### 4.4.4 Løsningsforslag



De løsninger, der skal fremme anvendelsen af industriel overskudsvarme, ligger i realiteten indbygget i en række af de mere tværgående rammevilkår, der gælder for overskudsvarmeudnyttelsen.

Et centralt formål med at øge anvendelsen af overskudsvarme er den øgede effektivitet, dette vil skabe i fjernvarmen – og denne effektivitet er i væsentlig grad afhængig af sammentænkningen af fjernvarme og fjernkøling, hvorved fjernvarmen via fleksible, store varmepumper kan udnytte også lavtemperaturvandet fra mange mindre overskudsvarmekilder effektivt (eksempelvis en varmepumpe, som overvejende leverer køl om sommeren og køler spildevand eller anden lavtemperaturvarmekilde ned om vinteren.) En central del af svaret på udfordringen med at udnytte overskudsvarmen består derfor i at fremme indførelsen af store, fleksible varmepumper i fjernvarmen, som beskrevet i afsnit 4.1.

En yderligere central værdi ved en øget udnyttelse af overskudsvarmen er som nævnt den fleksibilitet, der dermed kan skabes i varmeforsyningen. Overskudsvarme fra industri og køling følger ikke varmebehovet, og det kan derfor ikke udnyttes en stor del af året, med mindre varmen kan lagres. En sådan fleksibilitet forudsætter som beskrevet, at der i tilknytning til fjernvarmen etableres varmelagre, hvor den opvarmede overskudsvarme kan lagres. Sådanne lagre udnytter ikke kun overskudsvarmen, men også solvarme. Som beskrevet tidligere (bl.a. i eksemplet fra Gram) er flere sådanne projekter under etablering i Danmark, og Rambølls analyser peger på, at der er grundlag for etableringen af op imod 100 sådanne anlæg alene i forbindelse med decentrale kraftvarmeværker og solvarmeanlæg. Det er afgørende for etableringen af sådanne anlæg, at kommunerne i den samfundsøkonomiske vurdering af fjernvarmeudbygningen til nye områder iht. varmeforsyningsloven også kan indregne fordele ved brug af meget fleksibel el i forbindelse med overskudsvarme, fjernkølepotentialet i området og de kommunale planer for ny bebyggelse.

En yderligere mulighed, der kan fremme anvendelsen af overskudsvarme, består i at reducere slutforbrugernes behov for høje fremløbstemperaturer, hvilket vil kunne fremme anvendelsen af lavtemperatur-overskudsvarme. Dette kan bl.a. ske ved at fremme energibesparelser hos kunderne, som reducerer dels kundernes behov for høje fremløbstemperaturer og deres returtemperatur (eksempelvist ved at fjerne dobbelshunte, øge vekslerflader, indregulere varmeanlæg mv.), dels ved at fjernvarmen som led i arbejdet med energibesparelser udnytter mulighederne for at tilslutte kunder med særlig høje temperaturer, så de ikke påvirker kravet til nettets temperatur (eksempelvis ved tilslutning, så de sender høj returtemperatur tilbage på fremløbsledningen eller får deres temperaturbehov boostet med en varmepumpe). Sådanne energieffektiviseringer kan eksempelvis fremmes via de eksisterende energieffektiviseringstiltag (honorering via energiselskabernes energispareindsats) eller via en bonus for lav returtemperatur og evt. tilsvarende straf for høj returtemperatur i alle fjernvarmesystemer. I dag har flere fjernvarmeselskaber en sådan tarif, men mange har endnu ikke indført den, da nogle forbrugere er imod. Da hele gevinsten ved fjernvarmen tilfalder forbrugere, vil en lidt lavere pris til lavtemperaturforbrugere medføre, at højtemperaturforbrugere får en tilsvarende højere pris. Der vil næppe være store udsving, men tariffen skaber fokus på returtemperaturen, og mange kunder vil ved blot enkle foranstaltninger og overvågning kunne skabe resultater.

Afgifterne på overskudsvarme er naturligvis et centralt virkemiddel. Overskudsvarme-afgifterne skal sikre en hensigtsmæssig balance mellem på den ene side at fremme en samfunds- og selskabsøkonomisk fornuftig udnyttelse af overskudsvarmen, og på den anden side ikke at skabe et unødigt incitament for overskudsvarmeleverandøren (som eksempelvis en industrivirksomhed) til at øge overskudsvarmeleverancen unødigt og dermed skabe ineffektive processer. Det blev med omlægningen af overskudsvarmeafgifterne i 2015 tilstræbt at skabe et stærkere incitament for udnyttelsen af virksomhedernes overskudsvarme, hvilket har fremmet anvendelsen af industriel overskudsvarme. I relation til et fremtidigt smart energisystem, hvor en effektiv fjernvarmesektor bliver endnu mere central, end den er i dag, er det vigtigt, at værdien af overskudsvarmens

bidrag til at opretholde en effektiv fjernvarmesektor, indgår i overskudsvarmeafgifterne, og at alle de samfundsøkonomiske fordele ved overskudsvarmen afspejles i afgifterne.

## 4.5 Overskudsvarme fra spildevand

### 4.5.1 Baggrund

Spildevandssektoren i Danmark kan i princippet bidrage til den fremtidige varmeproduktion i et vist omfang, og dermed dels udgøre en ressource i varmesystemet, dels bidrage til en øget fleksibilitet i elsystemet.

Det er muligt at udnytte spildevandets varme ved at installere varmepumper, der sender det varme udløbsvand ind i fjernvarmenettet. Formålet med at installere varmepumper på udløbsvandet er dels at udnytte denne type overskudsvarme maksimalt, og dels at disse varmepumper vil kunne drives fleksibelt (dvs. standse produktionen når elprisen er særligt høj), hvormed de bidrager til den samlede fleksibilitet i energinet. Der er foretaget visse analyser af potentialerne, men ikke sket afprøvning af sådanne løsninger i større skala endnu.

### 4.5.2 Potentiale

Ifølge Danva-rapporten "Optimal udnyttelse af varmeenergi fra spildevand"<sup>vi</sup> tilsiger erfaringerne, at det vil være muligt, at udnytte energimængden i det rensede spildevand svarende til en temperatursænkning på 6° C af vandet i udløbet. Af samme rapport fremgår det, at der ved en gennemstrømning på 40 l/s kan opnås en effekt på 1 MW. For tre af de største i Danmark (Renseanlæg Lynetten, Damhusåen og Avedøre) svarer dette til en samlet energileverance på 1.000 GWh/år. Med udgangspunkt i, at et gennemsnitligt parcelhus forbruger 18.000 kWh varme årlig, svarer det til, at kunne dække forbruget for godt 55.000 parcelhuse<sup>vii</sup>. Dette svarer igen til et teoretisk potentiale på knap 4 % af Danmarks totale fjernvarmebrug.

Almene renseanlæg i Danmark rensede knap 700 mio. m<sup>3</sup> spildevand i 2015. Udelukkende med udgangspunkt i vandmængder og energiproduktion – hvormed gennemstrømningshastigheden ikke inkluderes, hvilket selvsagt forøger usikkerheden betragteligt - viser et meget groft overslag, at der potentielt kan produceres knap 6.000 GWh, svarende til godt 15 pct. af det samlede energiforbrug, såfremt der blev installeret varmepumper på udløbsvandet på samtlige kommunale renseanlæg i Danmark.

Der er således tale om ganske store, teoretiske muligheder for både at udnytte overskudsvarme, der ellers ikke anvendes, til varmeproduktion og dermed fortrængning af andre brændsler i varmeproduktionen, og for at skabe en væsentlig mulighed for en fleksibel udnyttelse af elproduktionen ved at anvende billig el til varmeproduktion, når dette er rentabelt.

### 4.5.3 Barrierer

Der er i dag både reguleringsmæssige og teknologiske udfordringer forbundet med udnyttelse af overskudsvarmen fra spildevandet.

På Frederikshavn renseanlæg installerede man på forsøgsbasis i 2009 en varmepumpe på udløbsvandet med henblik på at demonstrere fjernvarmesystemet som lager for vindkraft. Tanken var således, at varmepumpen skulle drives, når elprisen var lav. Erfaringerne fra projektet viste, at man kunne udvinde varmen fra udløbsvandet svarende til en temperatursænkning på 3-4° C. Rent effektmæssigt fik man cirka tre gange så meget varme ud, som varmepumpen forbrugte af strøm – det vil sige for hver kWh forbrugt elektricitet produceredes tre kWh varme. Dog oplevede

man store tekniske problemer med bl.a. tilstopning af filteret. Hos Koldings Spildevandsforsyning har man etableret en varmepumpe på en delstrøm fra en pumpestation, hvor spildevandet er rensset for større partikler (mekanisk rensning), inden det ledes til renseanlægget. Her oplever man ikke samme problemer som i Frederikshavn, og varmen forsyner omkring 100 ungdomsboliger. De teknologiske barrierer for en udnyttelse af overskudsvarmen synes derfor mulige at håndtere.

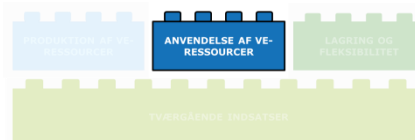
Reguleringsmæssigt er det i dag et krav i vandsektorlovgivningen og varmforsyningslovgivningen, at spildevandsforsyningen skal søge Energistyrelsen om dispensation fra selskabsudskilleskravet i varmforsyningsloven, såfremt den producerede varme skal sælges til fjernvarmenettet. Såfremt dispensationen opnås, skal spildevandsforsyningen holde varmeproduktionen regnskabsmæssigt adskilt fra vand- og spildevandsaktiviteter i medfør af vandsektorlovens. Det følger af den økonomiske regulering, der gælder for spildevandsselskaber (indtægtsrammereguleringen), at spildevandsselskabet vil være nødsaget til at søge et tillæg til selskabets indtægtsramme, for at indtægterne på salg af varme kan rummes heri. Endvidere følger det af den økonomiske regulering, der gælder for spildevandsselskaber, at et eventuelt overskud fra spildevandsselskabet varmeaktivitet skal indregnes i taksten for behandling af spildevand, hvorimod der er ikke er mulighed for at indregne underskud fra varmeproduktionen. En konsekvens af, at overskud på varmeproduktion skal indregnes i behandlingstaksten for spildevand, er at der i medfør af varmforsyningsloven skal ske modregning i kommunernes bloktilskud. Denne beskyttelse af forbrugere er på mange måder hensigtsmæssig, og indebærer ikke i sig selv nogen reguleringsmæssig barriere for sådanne varmeløsninger, men den reducerer spildevandsselskabernes incitament til at arbejde med sådanne løsninger i kraft af den økonomiske risiko, der løbes.

Denne risiko forstærkes yderligere af, at det ofte kan være vanskeligt for spildevandsselskaberne at afsætte den producerede varme til fjernvarmeselskaberne. Fjernvarmeselskaberne, som skal indgå aftale med spildevandsselskaberne om aftag af varmeproduktionen, er typisk bundet af langvarige kontrakter om aftag af varme fra f. eks. de centrale kraftvarmeværker, hvor fjernvarmeselskabet skal betale de faste udgifter til de centrale kraftvarmeværker, uanset om fjernvarmeselskabet faktisk aftager varme fra det centrale kraftvarmeværk. Økonomisk er det således ikke attraktivt for fjernvarmeselskaberne at aftage varme fra spildevandsselskaberne, fordi fjernvarmeværket skal betale de centrale værkers faste afgifter, også i forhold til den mængde varme som spildevandsselskabet kunne levere. Først når fjernvarmeværket skal investere i nye grundlastanlæg eller indgå en ny aftale med en producent, bliver de faste omkostninger variable i den økonomiske sammenligning, og dermed kan spildevandsvarmepumpen blive aktuel.

#### 4.5.4 Løsningsforslag

I lyset af det store potentiale for både fleksibilitet i varmforsyningen og for en fleksibel udnyttelse af el, bør det nærmere overvejes, hvordan incitamentet for spildevandsselskaber til sådanne varmepumpeløsninger kan øges. Det bør dels overvejes at øge de økonomiske incitamenter i sektorreguleringen, således at spildevandsselskabernes økonomiske risiko reduceres – hvis dette vel at mærke sker *samtidigt* med, at produktionen af varme fra spildevandet indgår i den samlede energiplanlægning i de enkelte forsyningsområder, hvorved muligheden for at kunne afsætte varmen til fjernvarmeselskaberne bør kunne øges væsentligt (dvs. indgå i fjernvarmeselskabernes fremtidige kontrakter om varmeaftag). Derved vil den økonomiske risiko for spildevandsselskaberne reduceres. I et smart energi-perspektiv vil en styrket udnyttelse af denne type overskudsvarme kunne opveje de begrænsninger, der i dag ligger indbygget i den økonomiske regulering (indtægtsrammekrav, bloktilskudsregulering, dispensationsproces mv.).

## 5. ANVENDELSE AF VE-RESSOURCER



Den anden større byggeklod i et smart energisystem handler om behovet for at udnytte og anvende den store mængde fluktuerende energi, der kun kommer ind i energisystemet, på den mest optimale måde.

Som det fremgik af kapitel 2 vil det være et hovedformål i et dansk smart energisystem så vidt muligt at konvertere el til andre formål, der i dag anvender fossile brændsler, dvs. primært varme- og transportformål, enten i direkte anvendelse (som eksempelvis elvarme eller elbiler) eller via konvertering til andre energiformer (fx varme via varmepumper eller gasser via power-to-gas-løsninger). I dette kapitel gennemgås de anvendelser, der især vil være relevante i et smart energisystem i Danmark. Det drejer sig om følgende områder:

- El til fjernvarme og fjernkøling
- Gashybrid varmepumper
- Individuelle varmepumper og hybridanlæg
- El i transportsektoren
- Power-to-gas-løsninger
- Gas i transportsektoren

### 5.1 Fra el til fjernvarme og fjernkøling

#### 5.1.1 Baggrund

Over en tredjedel af det samlede danske energiforbrug anvendes i dag til opvarmningsformål, primært baseret på fossile brændsler. Et helt centralt element i et fremtidigt energisystem er derfor udnyttelsen af VE-el til opvarmningsformål. Dette kan især ske dels gennem en udbygning af fjernvarmenettet, og dels gennem konvertering af el til fjernvarme via varmepumper og elpatroner.

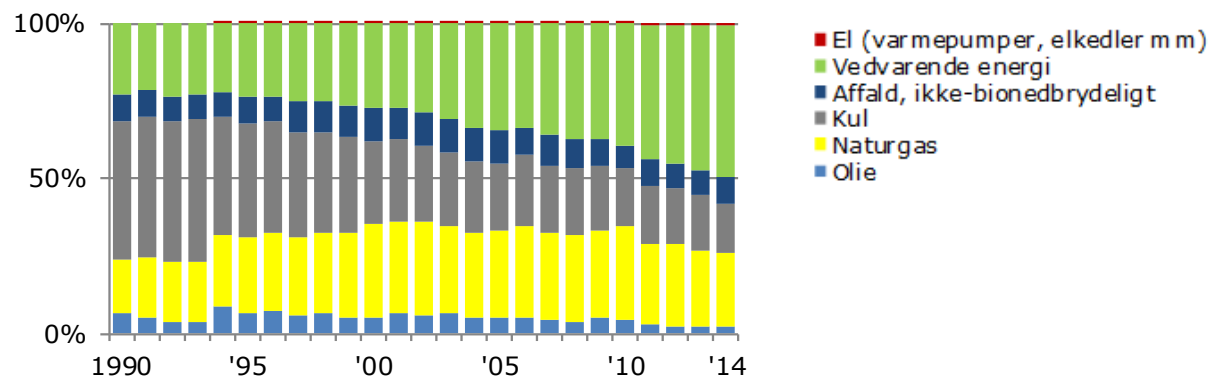
Det er i denne sammenhæng vigtigt at skelne mellem elpatroner og varmepumper, da de har hver sin rolle i det smarte energisystem. Elpatronen kan hjælpe med nedregulering ved hurtig start og eksempelvis modvirke overbelastning af elnettet fra vind og sol og dermed forebygge afkobling af disse anlæg. Dernæst kan elkedlen opsamle el, som ellers skulle eksporteres i store mængder til meget lave priser. Elkedlen, som tidligere blev opfattet som ineffektiv, er nu effektiv i det smarte energisystem.

Varmepumpen bidrager modsat elkedlen til den energimæssige effektivitet ved at udnytte lavværdige varmekilder, herunder overskudsvarme fra køling. Dens reguleringsmæssige egenskaber består i, at den i fjernvarmesystemerne automatisk stopper i selv lange perioder med høje elpriser, og at den kan afkobles, når som helst der er behov for det i elnettet.

Fjernvarmen har siden 1979 haft en vigtig rolle i opfyldelsen af den energipolitiske målsætning om en samfundsøkonomisk fornuftig varmeforsyning og en stor oliefortrængning. Markedsandelen er mere end fordoblet, og varmeproduktionen er effektiviseret i samspil med el, affald og naturgas. Det er sket i kraft af den landsdækkende varmeplanlægning og kommunernes aktive rolle med at planlægge samt etablere og drive fjernvarmeselskaber. Fjernvarmen har været den vigtigste forudsætning for den meget store CO<sub>2</sub> reduktion i opvarmningssektoren. Men som det også fremgår af figur 7 nedenfor udgør den el-baserede opvarmning i dag kun en meget begræn-

set andel af det samlede varmeforbrug. Der er med andre ord et meget stort potentiale for at konvertere el til varme i fjernvarmesystemet.

**Figur 8: Det samlede varmeforbrug i Danmark 1990-2014**



I et fremtidigt energisystem kan fjernvarmen suppleret med fjernkøling få en endnu større rolle. Fjernvarmen og fjernkølingen bidrager med de tilhørende termiske lagre til, at man på en omkostningseffektiv måde kan udnytte alle de fluktuerende og lavværdige energikilder, som kan bruges til at sikre termisk komfort og kommercielt brug af varme- og kølenergi i bygninger og i erhvervslivet.

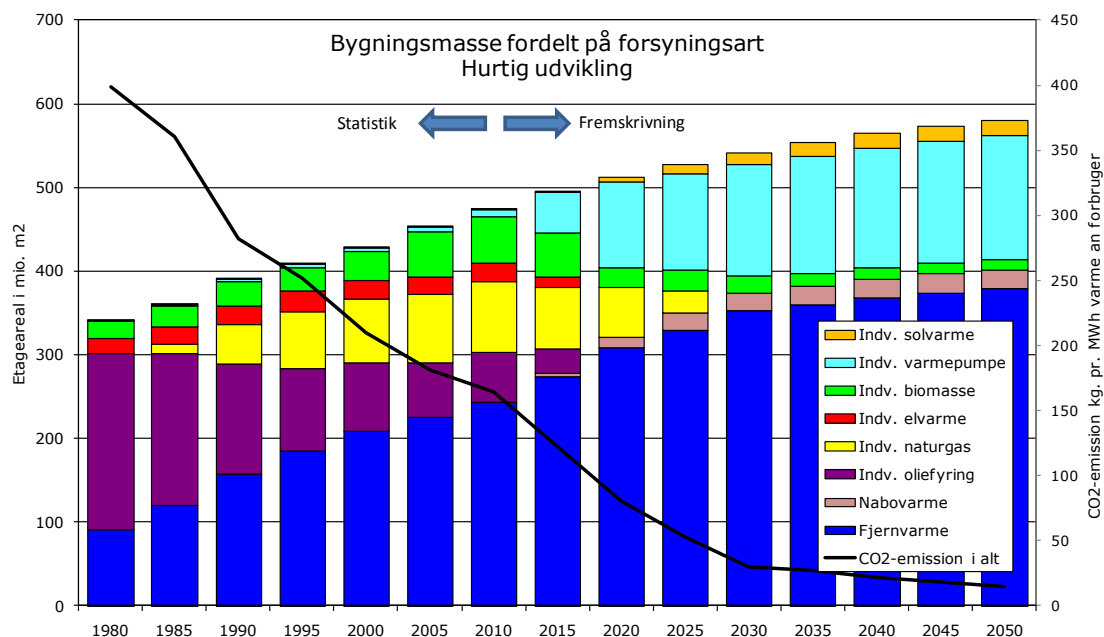
For at opnå det på en smart måde er det nødvendigt at udvide integrationen med andre sektorer, så også vand, spildevand og bygninger integreres i varmforsyningen. Fjernvarme- og fjernkøleinfrastrukturen bliver på denne måde et helt centralt element i det smarte energisystem, på niveau med elnettet. Hvor elnettet skal transportere den fluktuerende VE-el til forbrugerne, skal fjernvarmen og fjernkølingen fremstå som de største elforbrugere, som er i stand til at bruge meget mere el, når prisen er lav, og helt undlade at bruge el i selv lange perioder på op til flere uger, hvor prisen er høj. Desuden skal fjernvarmen - i den udstrækning, at det er samfundsøkonomisk fordelagtigt - udnytte alle affaldsprodukter og overskudsvarme ved konverteringsprocesser, herunder kraftvarmeverker, industrielle processer, køling, hydrolyse mv., så de termiske tab minimeres. Hertil kommer fjernvarmens og fjernkølingens muligheder for at udveksle varme og kulde med strømmende medier som grundvand, drænvand, spildevand, drikkevand mv. samt med termiske recipienter som hav, søer og åløb.

### 5.1.2 Potentiale

Herhjemme indgår fjernvarme som en central komponent i eksempelvis Energistyrelsens Energiscenarier, i Varmeplan Danmark 2010, i CEESA's scenarier, i Klimarådets fremskrivninger, i Køleplan Danmark 2016 og i IDA's Energivision 2050.

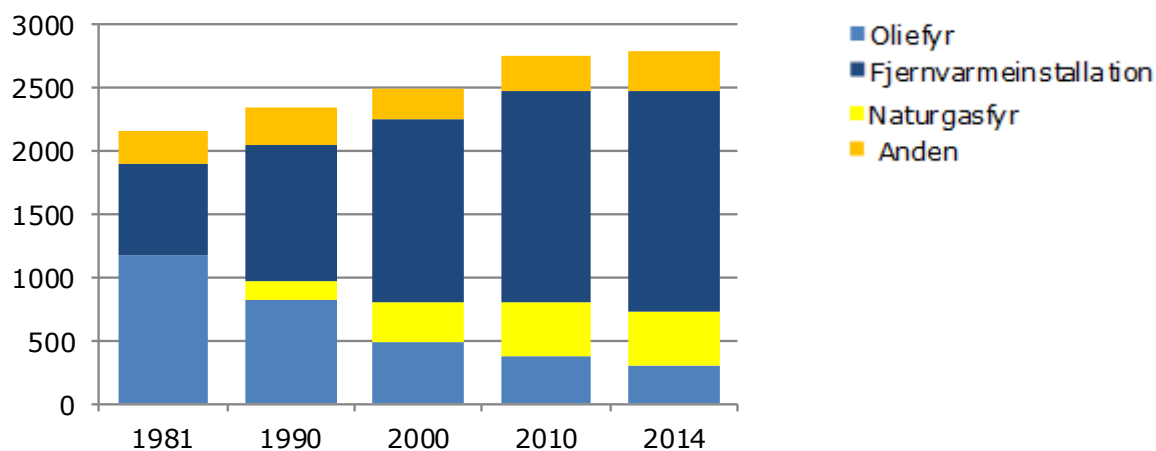
Figur 9 nedenfor fra "Varmeplan Danmark 2010"<sup>viii</sup> anslår, at fjernvarme og små varmepumper vil dele varmemarkedet frem mod 2050 med 2/3 til fjernvarmen og 1/3 til varmepumperne. Samtidig peges på meget små systemer (nabovarme), hvor varmepumper suppleres med andre kilder. Denne form kan meget vel få endnu større betydning som en hybridløsning, selv til småhuse (se afsnit 4.2 om hybridanlæg).

Figur 9: Varmemarkedet frem mod 2050



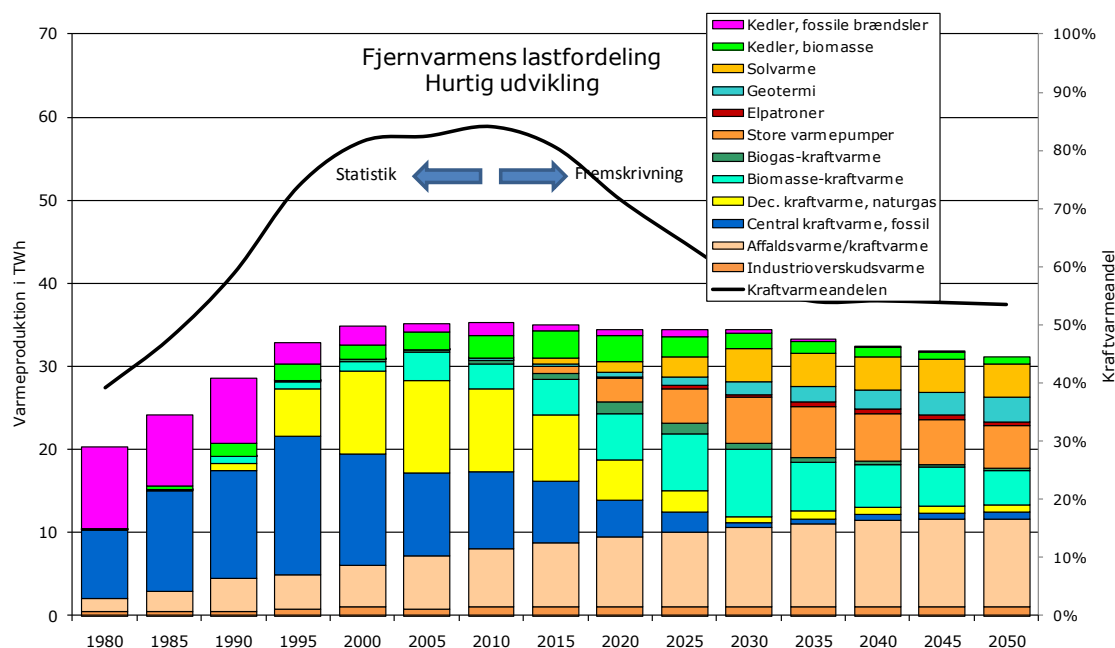
“Varmeplan Danmark 2010” anslår, at fjernvarens markedsandel på et samfundsøkonomisk fornuftigt grundlag kan udbygges fra de nuværende ca. 53 pct. af varmebehovet til mellem 63 pct. og 70 pct., og Energistyrelsens analyse i forbindelse med energiaftalen fra 2012 peger næsten på samme udbygning. En yderligere udbygning vil antageligt ikke være samfundsøkonomisk rentabel i forhold til individuelle løsninger. Udfaldet afhænger af resultatet af den strategiske planlægning i de kommende 20-30 år, hvor der skal tages hensyn til behovet for et fleksibelt energisystem. Jo større betydning fleksibilitet har, jo større markedsandel bør fjernvarmen få.

Figur 10: Udbygning med husinstallationer siden 1981



Figur 10 fra Energistyrelsens energistatistik 2014 viser udbygningen med husinstallationer siden 1981. Ifølge denne opgørelse er 63 pct. af bygningerne forsynet med fjernvarme. I analyserne peges også på, hvordan fjernvarmen gradvist kan overgå til mere vedvarende energi. Fjernvarmen vil også i fremtiden anvende en række forskellige energikilder, men fremskrivningerne viser, hvordan dele af kraftvarmen gradvist kan blive afløst af store varmepumper.

Figur 11: Fremskrivning af fjernvarmeproduktionen (1980-2050)



Figur 11 fra "Varmeplan Danmark 2010" viser et scenarie for fjernvarmeproduktionen fra 1980 til 2050 og dens fordeling på varmeproduktionskilder. Det ses, at produktionen vil være stabil trods en fortsat udbygning, idet forventede besparelser modsvares af udbygning. Ifølge prognosen vil store dele af kraftvarmen erstattes af store varmepumper og geotermi, (som også udnyttes med varmepumper). Denne andel kan meget vel blive større, hvis der bliver god økonomi i at udnytte fluktuerende elpriser. Desuden peges på, at bygninger med ATES-anlæg (med sæsonlager for varme og køl), som ikke kan tilsluttes fjernkøling, kan samkøres med fjernvarmen, så varmen udnyttes optimalt i forhold til varmepriser og elpriser.

I "Varmeplan Danmark 2010" er det eksempelvis anslået, at de store eldrevne varmepumper, elkedler og geotermi vil levere 8.000 GWh i 2030, svarende til ca. 25 pct. af fjernvarmeproduktionen i 2030, omend andelen formodentligt kan blive større. Som det ses af prognosen, vil store varmepumper og geotermi gradvist erstatte mere biomassekraftvarme. Med gunstige rammebetingelse og tariffer, som afspejler fordelene ved smart brug af el med store afbrydelige varmepumper, vil andelen naturligvis kunne blive større. Elpatroner bidrager ifølge prognosen meget lidt, men det skyldes, at de kun producerer ved meget lave elpriser. De har imidlertid en vigtig rolle i det smarte energisystem. De installeres med en stor kapacitet, da de kun koster 1/5 af en varmepumpe og mindre end en gaskedel, og de kan derfor opfange meget store mængder el i de korte perioder, hvor elprisen er lav. I Energistyrelsens fjernvarmeanalyse fra 2014 er man i vindscenariet (uden afgifter og tilskud) nået frem til stort set samme udvikling, hvis man henfører geotermi til elbaserede varmekilder.

Fjernkøling er i modsætning til fjernvarme kun etableret i meget begrænset omfang. I "Køleplan Danmark 2016"<sup>ix</sup> er det vurderet, at over halvdelen af det samlede kølebehov i Danmark kan dækkes af ca. 250 fjernkøleanlæg, som alle er lokaliseret som klynger indenfor fjernvarmeområder. Disse fjernkøleklynger vil typisk være lokaliseret i erhvervsområder og i stationsnære områder, hvor der er bygninger med kølebehov (butikcentre, institutioner, kontorbygninger). Køleplanen viser, at man opnår de største gevinster på lang sigt, hvis fjernkølingen bliver en del af fjernvarmen og kombineres med grundvandskøling, varmeudnyttelse og køleakkumulering. Analyser viser også, at de mest fordelagtige fjernkøleanlæg er rentable alene baseret på de fordele, der er på kølesiden - det vil sige et fjernkøle-net, hvorved man kan udnytte samtidighedsforhold, frikøling, storskalafordele for produktionsanlæg og udjævning af kølebehov med kølelager. De

første anlæg, som alene er baseret på en eller flere af disse fordele, er kommet i drift i de seneste år.

Med dette anlægskoncept som udgangspunkt er der yderligere fordele ved at kombinere fjernkølingen med grundvandskøling, varmeudnyttelse og optimering i forhold til elprisen. Herved interagerer fjernkølingen med fjernvarmen, vandressourcerne og ikke mindst elmarkedet. Der er indtil videre kun enkelte anlæg, der inddrager disse synenergier, og endnu ingen, som har alle komponenter med.

I et smart energi-perspektiv er det (udover den fleksibilitet, som fjernkølingen bidrager med) væsentligt, at fjernkølingen bidrager til at få store varmepumper ind i fjernvarmen. Økonomien i fjernkølingen kan begrunde, at mange små kompressorer og varmepumper erstattes af en større kølekompressor i størrelsesordenen 2-5 MW pr stk., som bortleder spildvarmen til omgivelserne ved ca. 30 grader. Ved at opgradere kompressoren, så den "omdannes" til en varmepumpe, der kan levere fjernvarme ved 60-70 grader, skal kun investeres ca. 1 mio.kr/MW ekstra, og man kan evt. spare anlæg til bortkøling. Denne pris er ca. 1/6 af prisen på en varmepumpe, der alene producerer varme og bortleder spildkølingen til omgivelserne. Fjernvarmeselskaber, der også har mulighed for at levere køling, vil således kunne se en større økonomisk fordel ved at lade store varmepumper indgå i produktionen. Varmepumpen bliver med andre ord mere konkurrencedygtig i forhold til de alternative energikilder både i samfunds- og i selskabsøkonomien.

"Køleplan Danmark 2016" viser endvidere, at der er en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 10 mia. kr. ved at udnytte fjernkølepotentialet i forhold individuelle løsninger, medens gevinsten for fjernvarme- og fjernkølekunderne tilsammen er ca. 13 mia.kr. Gevinsten kommer primært fra, at man med fjernkølingen (set over en tidshorisont på 20 år) kan erstatte investeringer på 23 mia.kr. i individuelle løsninger med 17 mia. kr i fjernkøleanlæg. Dertil kommer gevinster ved at kunne optimere i forhold til markedsprisen på el og varmeproduktionsprisen. Disse vurderinger bygger på de beregninger, der ligger bag "Køleplan Danmark 2016" samt erfaringer med denne type anlæg i Sverige og Finland.

Konklusionen er således, at store varmepumper i fjernvarmen så vidt muligt også bør tilsluttes fjernkøling, så spildkølingen så vidt muligt kan udnyttes.

### 5.1.3 Barrierer

I forhold til en gradvist øget anvendelse af el til varmeformål er det primære behov som beskrevet en stigende anvendelse af store varmepumper i fjernvarmesystemet, samt sikring af en fortsat udbygning af fjernvarmenettet, der kan nyttiggøre denne type varmeproduktion. Den centrale udfordring i dag er at gøre udbredelse af varmepumper og deres samspil med fjernvarmen økonomisk attraktiv. Dette skyldes flere forskellige forhold.

De gældende afgiftsregler, el-tariffer og den gældende økonomiske regulering (der bl.a. pålægger energiselskaberne at anvende den billigst mulige energiressource) gør det i dag vanskeligt for varmepumperne at konkurrere pris- og driftsmæssigt med naturgas og biomasse. I flere af de modelleringer af fremtidens fjernvarmesystem, der er gennemført af bl.a. Energistyrelsen, vil varmepumpers andel af fjernvarmeproduktionen ganske vist stige frem mod 2035 selv med den eksisterende afgiftsstruktur, men denne stigning vil kunne intensiveres yderligere ved tilpassede afgifter og tariffer, hvorved varmepumperne vil kunne anvende en endnu større del af el-produktionen (og fortrænge ikke mindst biomasse i kraftvarmeværkerne).

En anden udfordring ligger i fjernvarmeselskabernes mulighed for at skabe en fornuftig økonomi i varmepumperne ved at kombinere fjernvarmen med fjernkøling. Kølingen skal efter gældende regulering sælges på kommercielle vilkår, akkurat ligesom fjernvarmen sælger el på kommercielle vilkår. Varmeforsyningsloven beskytter således varmeforbrugerne, da økonomien i varmefor-



syningen skal hvile i sig selv og dermed give varmekonsumterne hele gevinsten ved at handle køl såvel som el på kommercielle vilkår. Dette indebærer, at fjernkøling kun kan etableres af selskaber, der har finansielle midler til rådighed, der er uafhængige af varmekonsumningen. Dette gælder kun et fåtal af selskaber. Kommercielle selskaber kan naturligvis etablere fjernkøling, men høje afkastkrav mindsker potentialet, ligesom selskaber, der ikke også leverer varme, næppe kan udnytte alle de samme synergier som fjernvarmeselskaberne.

Reglerne er som nævnt især etableret med henblik på at beskytte varmekonsumterne fra risikable investeringer i andre områder end selve varmekonsumningen. Varmekonsumterne vil da også løbe en vis risiko ved at investere i fjernkøling, men risikoen for tab for varmekunderne, som kan imødegås med aftaler og belyses i projektforslaget for fjernkøling med varmeudnyttelse, synes generelt at være langt mindre end den risiko, som selskaberne tidligere har løbet ved eksempelvis at etablere gasfyret kraftvarme på kommercielle vilkår. Denne mindre risiko ved fjernkøling skyldes, at fjernkølingen domineres af investeringer, som kendes på forhånd, og i mindre grad af elpriser, som er sammenlignelige i projekt og reference, medens risikoen ved gasfyret kraftvarme jo afhænger af usikre prisforhold mellem el og gas.

En tredje udfordring ligger muligvis i det nuværende kraftvarmekrav, der ikke tillader anden grundlastproduktionsanlæg end kraftvarme i de centrale områder med mindre Energistyrelsen dispenserer. I takt med overgangen til elbaseret varme fra fluktuerende kilder vil dette krav i stigende grad stå i kontrast til behovet for en fleksibel, elbaseret varmeproduktion. Omvendt er det vigtigt at sikre værkeres rolle som backup systemer også i et fremtidigt energisystem. Kraftvarmekravet udgør i dag næppe nogen stor barriere, da der under en række samfunds- og miljøøkonomiske forudsætninger allerede i dag kan dispenseres for dette krav på de små værker.

Det er fra forskellig side blevet anført, at de store varmepumper endnu ikke er teknologisk modne. Det er korrekt, at de meget store varmepumper på op imod 20-30 MW endnu ikke er markedsmodne, men det er antageligt heller ikke sådanne meget store pumper, der er behov for i de første år af varmepumpeudrulningen. Der er i Danmark i dag skønsmæssigt 300 mindre varmekonsumtere, hvor varmepumper på 2-3 MW er store nok til at udfylde behovet og være fuldt fleksible (i modsætning til de små varmepumper i enkeltbygninger). Når der skal opbygges større anlæg, kan man sætte flere i parallelforbindelse og man kan koble flere i serie for at yde trinvis opvarmning, ligesom man har gasmotoranlæg med flere motorer.

Der er store forventninger til, at de store varmepumper, der kan etableres i Danmark, vil gennemgå samme hurtige udviklingsforløb som man kunne konstatere med eksempelvis gasmotorerne i de store værker, således at man om 10 år vil kunne etablere eksempelvis 8 x 25 MW varmepumper i de store byer, eksempelvis koblet til store spildevandsanlæg mv. i takt med, at de store kraftvarmeheder skal reducere deres produktion

For at stimulere denne udvikling er det vigtigt at komme i gang med store varmepumper til kombineret køling og varme og til de mindre varmekonsumtere.

#### 5.1.4 Løsningsforslag

Udfordringen med at konvertere fluktuerende el til varme og køling består primært således i at skabe et forbedret økonomisk grundlag for fjernvarmeselskaberne til at investere i fleksible varmepumper og tilhørende varmelagre. Dette kan ske på flere måder.

Et markant incitament vil kunne skabes, hvis alle fjernvarmeselskaber kunne etablere fjernkøling, med deraf følgende synergier med varmepumper, der producerer varme og køl i samproduktion. Etablering af fjernkølingsnet vil på mange måder indebære en både samfundsøkonomisk, selskabsøkonomisk og miljømæssig gevinst. Fjernkølingen kan i samspil med fjernvarmen netop udnytte potentialerne i de store varmepumper optimalt, og dermed nyttiggøre den store fluktue-

rende elproduktion. En samlet afvejning af de samfunds- og selskabsøkonomiske fordele ved at integrere fjernvarme og fjernkøling, og ikke mindst de positive effekter, dette vil have i relation til et smart energisystem i form af øget el-udnyttelse og fleksibilitet, overfor de ulemper, som sådanne investeringer kan have for varmemeforbrugerne, synes derfor at pege på et behov for at lette kravene til de kommunale selskabers adgang til at etablere fjernkøling i samspil med fjernvarmen.

Fjernvarme og fjernkøling er i denne sammenhæng to sider af samme sag, og "Køleplan Danmark 2016" fremhæver alle disse synergier, som bedst vil kunne fremmes, hvis kommunerne inddrager fjernkøling i varmeplanlægningen. Den største synergieffekt er, at varmepumper, som er relativt dyre, får en bedre økonomi, når den kan udnyttes på følgende måde af samme selskab:

- Den erstatter dyr kompressorkapacitet ved at supplere grundvandskøling med spidslast om sommeren samtidig med at den sikrer tilstrækkelig lav temperatur, idet den producerer optimalt over døgnet via en køleakkumuleringstank.
- Den køler grundvandet ned om vinteren til den lavest mulige temperatur (for at få grundvandet til at agere sæsonkølelager) og producerer samtidig varme til fjernvarmen, når det er optimalt i forhold til elmarkedet og i forhold til den alternative varmeproduktionspris, optimeret via en varmeakkumulator.
- Når grundvandet er nedkølet, som det jo skal iht. miljøkravene, er varmepumpen til rådighed i de resterende ca. 4.000 timer til at producere mere varme til fjernvarmens lager, når elprisen er fordelagtig, og især hvis der er en gunstig temperaturressource tilgængelig, som kan nedkøles med "spildkøling" (eksempelvis spildevand, drænvand, drikkevand eller luften).

Udbredelse af fjernkøling hæmmes i dag af, at kommunale selskaber uden fri kapital til rådighed har vanskeligt ved at etablere fjernkøling. Alle fjernvarmeselskaberne, herunder de kommunale, bør derfor have mulighed for at planlægge og etablere projektforsalg for både fjernvarme og fjernkøling, med henblik på at kunne sænke varmepriserne ved at handle el og køl på kommercielle vilkår. Fjernkølingen hæmmes desuden for alle selskaber af, at kommunerne ikke må give lånegaranti selv mod provision og på grundlag af et godkendt projekt. I lyset af den begrænsede økonomiske risiko, der i dag synes at være i relation til fjernkøling, bør det derfor overvejes også at give kommunerne mulighed for at garantere for lån til anlæg, der skal etableres iht. et godkendt projektforslag, og som omfatter fjernkøleprojekter.

Også afgiftssystemet vil naturligvis kunne bidrage til at skabe de rigtige incitamenter for en gradvist øget anvendelse af fjernvarme, fjernkøling og varmelagre. Der bør derfor i det igangværende analysearbejde om afgifter og tilskud på energiområdet være et klart fokus på at skabe de nødvendige incitamenter.

De gældende afregningsregler for el, gas og fjernvarme bør ligeledes tilpasses behovene i et smart energisystem, hvor el-baseret varme og fleksibilitet bliver centrale elementer, da det i visse tilfælde er selve tariffene og ikke kun skatter og afgifter, som blokerer for de gode løsninger. På sigt bør der således ske en løbende tilpasning af tarifstrukturen, så den i videst muligt omfang afspejler fremtidens behov med hensyn til det smarte energisystem, hvor det bliver vigtigt at værdisætte de enkelte komponenters rolle - ikke mindst i relation til lagring og fleksibilitet - på den mest hensigtsmæssige måde.

En mulighed vil være sæsontariffer for fjernvarme med rabat til sommerforbrug og ekstrabetaling til vinterforbrug. Det vil give fjernvarmekunder, som har mulighed for selv at producere varme, (eksempelvis større bygningskomplekser) incitament til at producere varme, når det er fordelagtigt i forhold til elpriser og varmets værdi. En anden mulighed er incitamentstariffer med rabat for lav returtemperatur og faste betalinger med rabat til storforbrugere. Det kan ske i takt med, at der installeres fjernaflæste målere med mulighed for at beregne årets middelreturtemperatur.

Dette skal bidrage til at få returtemperaturen ned i fjernvarmen, hvorved der bliver bedre økonomi i produktionen fra de store varmepumper. Endelig kunne man fremme el-tariffer, der sikrer lavere elpriser til store regulerbare varmepumper, og som dermed godskriver dem for de systemmæssige fordele ved varmepumperne (fleksibilitet og afbrydelighed i længere perioder). Det bør naturligvis fortsat være en forudsætning, at tarifferne er omkostningsægte.

I et smart energisystem, hvor anvendelsen af el til varmeformål har så høj prioritet, er der endvidere behov for at sikre en fortsat udbygning af fjernvarmenettet samtidig med en udbygning af fjernkølingen, hvor dette er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt. Som tidligere beskrevet er der stadig et væsentligt potentiale for en videre udbygning af fjernvarmen, ligesom der er et meget stort potentiale for at udbygge fjernkølingen. Det er dog generelt indtrykket, at kommunernes og selskabernes indsats for at fremme en sådan udbygning kan styrkes. Det bør således blandt andet overvejes at stille øgede krav til den strategiske energiplanlægning, der finder sted i kommunerne i dag, og til dialogen mellem kommunerne og staten på dette område (dette tema behandles nærmere i afsnit 6.2).

Kommunalbestyrelsen kan alene godkende et fjernkøleprojekt, der fremmer en energieffektiv køling og udnytter synergieffekter med fjernvarme. Denne bestemmelse er vigtig for at fjernkøleprojekter vil bidrage positivt til opbygning af et smart energisystem i symbiose med fjernvarme, el og gerne også øvrige ressourcer, som nævnt ovenfor. Derved får kommunen mulighed for at stoppe projekter uden væsentlig synergieffekt og afvente alternative forslag fra andre aktører. Der er dog ikke fastlagt en entydig definition af, hvor meget synergi der skal være i en første fase af et fjernkøleprojekt. I første fase kan det være tilstrækkeligt, at alle bygninger får leveret fjernkøling fra et fælles net forsynet med en traditionel kompressor og/eller frikøling, hvorved den grundlæggende energiinfrastruktur er etableret og kunderne derfor ikke etablerer individuelle anlæg. I de næste faser kan indarbejdes køleakkumuleringstanke, varmeudnyttelse med varmepumper og grundvandslagre i takt med udbygningen.

Endelig er der symbiosen mellem el, fjernvarme, fjernkøling og *grundvandet*, som kommer til udtryk i anlæg med grundvandslagring, de såkaldte ATES-anlæg ("Aquifer Thermal Energy Storage"). Kommunerne har ansvaret for grundvandet, og regionerne har ansvar for der forurenede grundvand. Hvis kommunerne og regionerne sammen planlægger, hvordan grundvandet bedst kan beskyttes og samtidig udnyttes til energi på den bedste måde, får kommunerne mulighed for at fremme koordinerede fjernkøleløsninger, hvor borerne sker de optimale steder frem for på individuelle matrikler efter "først til mølle princippet".

Det skal anføres, at der naturligvis er andre teknologier, der også kan yde køling end ATES-anlæg, herunder eksempelvis frikøling fra havvand og absorptionskøling, som begge kan have en værdi især i større byer, hvor varmen er billig om sommeren. I en smart energi-sammenhæng er det imidlertid netop grundvandskølingen (dvs. ATES-anlæg) der kan bidrage til at bringe de store varmepumper ind i fjernvarmesystemet, således at de kan udnyttes "dobbelt" til både varme og køling.

## 5.2 Gashybrid varmepumper

### 5.2.1 Baggrund

En ganske stor andel af det danske el- og varmeforbrug finder sted i områder udenfor fjernvarmeområderne, hvor naturgasforsyning er det mest almindelige forsyningsform. Også i disse områder skal der – i det omfang områderne ikke omfattes af en fremtidig udbygning af fjernvarmenetene – så vidt muligt ske en konvertering fra fossil naturgas til en elbaseret varmeforsyning.

En såkaldt gashybrid varmepumpe skaber forbindelse mellem el- og gassystemerne og hermed også mellem de to markeder. En gashybrid varmepumpe består af en gaskedel og en el-dreven varmepumpe. El-varmepumpen producerer varme til opvarmning og varmt brugsvand ved lave elpriser, mens gaskedlen tager over ved høje elpriser og i de tilfælde, hvor kapaciteten af el-varmepumpen ikke er tilstrækkelig til opvarmning og produktion af varmt brugsvand. Da el-varmepumpen er en fast installation og kan anvendes til opvarmning samt produktion af varmt brugsvand, er kapaciteten og dermed fleksibiliteten i forhold til elnettet, til stede døgnet rundt. Gaskedelen er potentielt uafhængig af elvarmepumpen, og kapaciteten i gaskedelen er dermed (i tilfælde af en langvarig underkapacitet i elmarkedet) ubegrænset, da de er koblet til de eksisterende gaslagre og gasinfrastruktur.

Hybridløsningen betyder at der anvendes el, når elprisen er lav og udetemperaturen er forholdsvis høj, hvilket giver en høj virkningsgrad af varmepumpen. Gaskedlen anvendes, når elprisen er høj og ved lave udetemperatur, hvor effektiviteten af varmepumpen er lav.

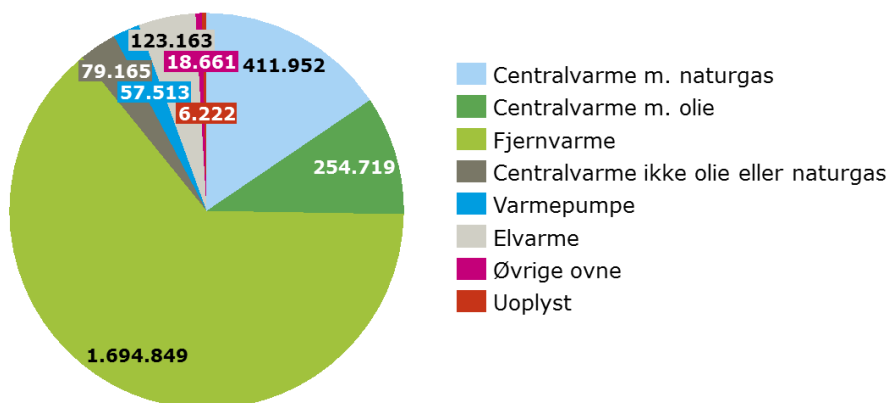
### 5.2.2 Potentiale

Hybridløsningen indebærer en række fordele i et smart energisystem. Fordelene ved hybridløsningen frem for *rene* varmepumper er, at gassystemet har en betydeligt højere kapacitet end elsystemet, og at der ikke er behov for udbygning af eldistribution. Mens vindproduktionen er særdeles volatil og kun mulig at lagre i en vis mængde, kan gasforsyningen skaleres og lagres efter behov. Samtidig vil stigende mængder VE-gas kunne distribueres og transporteres i det eksisterende gasnet. Muligheden for at sammentænke gas og el udgør således et helt centralt element i at sikre robustheden af smart energi-systemet både med hensyn til volatiliteten af VE-energikilder samt forsyningssikkerheden. Løsningen vil dog betyde øget behov for anvendelse af gaslagre, da naturgas – og senere biogas – skal parkeres fra sommer til vinter.

Samtidigt kan hybridløsningen indebære en væsentlig fleksibilitet i elsystemet, da der styres intelligent på energiforbruget (dvs. en reduktion af elforbruget i situationer med høje elpriser). Denne fleksibilitet kan med årene udbygges endnu mere, såfremt hybridanlæggene kobles på en central styring, der giver enten netselskaberne eller en anden aktør (en "aggregator" der på vegne af hybridanlægskunderne sælger fleksibilitet til netselskaberne) mulighed for i større skala at regulere forbruget.

Endeligt indebærer hybridløsninger en væsentlig reduktion i brugen af fossile brændsler. Analyser har tidligere vist, at det største umiddelbare potentiale for hybridløsninger findes i større bygnin-ger og i små- og mellemstore virksomheder. Men som det fremgår af Figur 12, er der i 2016 i over 400.000 beboelsesejendomme installeret centralvarme med gaskedler og i over 250.000 beboelsesejendomme installeret centralvarme med oliefyr. Både gaskedler og oliefyr vil således kunne erstattes med hybridanlæg. Det vurderes, at op til 60-70 pct. af gasforbruget for eksisterende gaskedelinstallationer (svarende til en reduktion på ca.10 pct. af gasforbruget på landsplan) kan erstattes.

Figur 12: Opvarmningsforhold danske beboede boliger, 2016



Kilde: Danmarks Statistik

I rapporten *Undersøgelse af perspektiver ift. Smart Grid*<sup>x</sup> undersøger Teknologisk Institut effekten af netop 400.000 individuelle varmepumper i forhold til opvarmningsbehovet i en halvårlig periode. Den gennemsnitlige effekt bestemmes til 440 MW, mens spidsbelastning findes til 933 MW. Dette svarer til mellem 10-30 pct. af det gennemsnitlige elforbrug. I beregningerne medtages dog ikke anvendelsen af varmepumpen til opvarmning af brugsvand, hvilket medfører en endnu højere potential-effekt af gashybridvarmepumperne.

Gashybrid varmepumper er i skrevne stund den teknologi, som billigst kan reducere brugen af fossile brændstoffer, samtidig med at gashybrid varmepumper effektivt kan balancere elnettet både i perioder med underproduktion af VE samt i spidsbelastningsperioder. På kort sigt er gashybrid varmepumper således en omkostningseffektiv metode til balancering af elnettet og reduktion af brugen af fossile brændstoffer. På længere sigt kan den fossile naturgas erstattes af ikke-fossil gas dvs. biogas, syntesegas (produceret af brint fra elektrolyse og CO<sub>2</sub>) og potentielt mindre mængder af brint<sup>1</sup> fremstillet ved elektrolyse og lagret ved overskudsproduktion af VE energi fra vindmøller og solceller. Overordnet bidrager installationen af gashybridvarmepumper til *robustheden* af energisystemet, da gashybrid varmepumperne er i stand til både at optage samt erstatte store mængder elektricitet i nettet som beskrevet ovenfor.

Samfundsøkonomiske analyser har tidligere vist, at det i nybyggeri oftest bedst kan betale sig at installere "rene" elløsninger fremfor hybridløsninger, da kun brugsvandet skal varmes op i sådanne bygninger. Dette er antageligt korrekt (omend de indlagte prisforudsætninger i forhold til el og gas er meget sårbare), men med rene el-baserede løsninger mister man netop de fleksibilitetsmuligheder, der er for både forbrugeren og energisystemet, ved enten at kunne skifte forbruget til (bio)gas, når elpriserne er høje, eller ved centralt at nedregulere anvendelsen af el i eksempelvis spidsbelastningsperioder.

### 5.2.3 Barrierer

En udrulning og nyttiggørelse af hybrid anlæg i større målestok er udfordret på især to måder.

Udskiftning af et eksisterende naturgasfyr (eller olieforbrændingsfyr) giver ikke i sig selv nødvendigvis en bedre driftsøkonomi for den enkelte bygningsejer, men kan derimod udgøre en ekstraomkostning, såfremt bygningsejeren ikke alligevel skal udskifte sit eksisterende anlæg. Den billigste gashybrid-

<sup>1</sup> Det foretages aktuelt analyser af gasdistributionsnettets anvendelighed til distribution af brint med naturgas/biogas.

dinstallation vil være en add-on udgave, hvor en eksisterende gas- eller oliekedelinstallation suppleres med en varmepumpe. En sådan løsning har samme omkostning som installation af et nyt naturgasfyr. Omkostninger for varmepumper vurderes generelt at være høje i Danmark, om end de antageligt kan reduceres ved masseudrulning. Incitamentet for forbrugerne reduceres endvidere af, at afgiftsreduktionen for el i dag alene gælder for forbrug, der overstiger 4000 kWh/bolig pr. år, for boliger som har el som primær opvarmingskilde, samtidig med at markedet generelt er præget af lave naturgaspriser.

Den anden udfordring vedrører aktiveringen af den fleksibilitet, der kan ligge i udrulningen af hybridanlæg. Flexibiliteten forudsætter umiddelbart, at forbrugeren reagerer aktivt på prissignaler og skifter forbrug fra varmepumpe til gassystem og omvendt i takt med prisfluktuationerne. Men forbrugerne har ikke i dag adgang til de aktuelle spotpriser for el og gas, da de nuværende kontrakter med elselskaberne i bedste fald er baseret på gennemsnitlige månedlige priser. Hvis brugen af gashybridløsninger skal optimeres i en situation, hvor der ikke sker en automatisk styring af anlægget, skal der være direkte adgang til engrospriser. I mangel på den optimale løsning er der stadig dog muligheder for at anvende gashybridløsninger. Dette kan f.eks. ske ved at bruge data som udetemperaturer, kalender, tidspunkt m.v. til at indstille valget mellem varmepumpe og gaskedel.

Et langt mere effektivt alternativ til den individuelle styring af anlægget, der vil skabe endnu større fleksibilitet, vil være en central, intelligent styring af forbruget, hvor andre aktører ("aggregatorer" eller energiselskaberne selv) kan samle fleksibelt elforbrug og byde dette ind eller anvende det på markedet. En sådan løsning vil dog naturligvis stadig forudsætte, at der etableres et tilstrækkeligt incitament for de enkelte forbrugere til at skifte til hybridanlæg.

#### 5.2.4 Løsningsforslag

Såfremt fordelene ved hybridanlæggene i relation til et smart energistystem skal realiseres, skal der skabes tilstrækkelige incitamenter for en sådan udskiftning. Dette kan ske på flere måder. En mulighed er gennem at skabe incitamentet via afgiftssystemet (eksempelvis variabel elafgift for denne type "fleksibelt elforbrug") eller en tilskudsordning. Andre afgiftsrelaterede elementer kunne være sænkning af den nedre grænse for den lave el-afgift, eller accept af hybridanlæg som elopvarmning, hvilket også kunne kvalificere til den lavere støtte. Der vil naturligvis alt andet lige være både samfundsøkonomiske og statsfinansielle udfordringer ved sådanne løsninger, men det gælder dog her (som i andre eksempler der omtales i rapporten) at den disse anlægs langsigtede værdi som fleksibilitetsinstrument bør medregnes i den samlede samfundsøkonomiske beregning.

Andre muligheder kunne være finansierings- eller leasingmodeller som de, der allerede kendes i dag på visse områder i energisektoren, og som løftes af relevante energiselskaber, der også kan se et forretningsmæssigt potentiale i sådanne ordninger.

Udover økonomiske instrumenter kan det overvejes at styrke andre rammevilkår for en udrulning af hybridanlæg. Dette kan eksempelvis ske gennem krav i bygningsreglementet om forberedelse af nybyggeri udenfor fjernvarmeområderne til denne type anlæg, ligesom det på sigt – i takt med at dette marked forhåbentligt åbner sig – kan overvejes at stille krav om intelligente målere på sådanne anlæg. Dette vil både bidrage til at skabe grundlag for en central, intelligent styring af energiforbruget og styrke bevidstheden hos forbrugerne om værdien af fleksibelt elforbrug.

## 5.3 Individuelle varmepumper og hybridanlæg

### 5.3.1 Baggrund

Som det er fremgået af afsnit 5.1 vil fjernvarmen på et samfundsøkonomisk fornuftigt grundlag kunne udbygges til at dække mellem 65 – 70 pct. af det samlede varmebehov, og hybridanlæg vil kunne dække en væsentlig del af behovet i de områder, der er dækket af naturgasforsyningen. I områder udenfor fjernvarme- og gasnettene (det såkaldte "område 4") er mellem 150.000 – 200.000 bygninger i dag forsynet med individuelt produceret varme fra oliefyr, træflis kedler, brændefyr, solvarme og individuelle varmepumper.

### 5.3.2 Potentiale

Flere analyser fra bl.a. Dansk Energi viser, at der er knyttet en række samfundsøkonomiske gevinster til anvendelsen af individuelle varmepumper fremfor anvendelsen af andre opvarmningsformer. Derudover kan der være knyttet gevinster til anvendelsen i form af en forbedret energieffektivitet i kombination med andre energieffektiviseringsindsatser. Behovet for omstillingen af varmeforsyningen i område 4 er blevet anerkendt i en række sammenhænge, og der ydes derfor bl.a. i et vist omfang statslige tilskud til sådanne omstillingsprojekter.

I et smart energisystem vil den primære rolle for denne del af varmeforsyningen antageligt umiddelbart være den rolle, som disse boliger vil kunne spille i at *af tage* en større del af den stigende mængde fluktuerende elproduktion. Dette vil kunne ske især gennem en øget anvendelse af individuelle varmepumper som erstatning for anvendelsen af oliefyr, træflisfyr, brændefyr og direkte elvarme (der er en mindre energieffektiv opvarmningsform end varmepumper). En yderligere gevinst vil i princippet kunne ligge i en central styring af varmepumperne, hvorved man kan udnytte den termiske masse i bygningerne til fleksibilitet, og i princippet også vil kunne regulere anvendelsen af varmepumperne i takt med produktions- og prisudsving på elmarkedet. Det største potentiale vil eksistere i relation til de større boligporteføljer (boligforeninger, parcelhusklynger mv.), større virksomheder og eksempelvis store offentlige institutioner i område 4.

### 5.3.3 Barrierer

I en smart energi-sammenhæng er udfordringen ved den individuelle varmeforsyning især, at der umiddelbart er en relativt begrænset fleksibilitet knyttet til individuelle varmepumper, da det må antages, at variationerne i opvarmningsniveauet i bygninger med varmepumperne som den eneste opvarmningskilde vil være begrænsede. Boligejerne vil således kun i begrænset omfang være i stand til at regulere forbruget i takt med produktions- og prisudsving på elmarkedet og i takt med fleksibilitetsbehovene i den samlede energiforsyning.

En anden central udfordring er varmepumpernes konkurrencemæssige stilling i forhold til andre opvarmningsformer, især træpillefyr, som bliver stadig mere udbredte i disse år. Dette skyldes en kombination af selve grundprisen på anlæggene og den afgiftsmæssige begunstigelse, der har fundet sted af biomasse og dermed træpillefyr. I kombination med de relativt høje anskaffelsesudgifter, der er forbundet med individuelle varmepumper, er det vanskeligt at skabe et fornuftigt driftsøkonomisk regnskab, på trods af de positive samfundsøkonomiske gevinster ved de individuelle varmepumper. Konsekvensen har været en dalende andel individuelle varmepumper i Danmark de seneste år.

Endelig er det et generelt problem, at mange bygninger kræver så høj en temperatur, at varmepumpernes effektivitet reduceres.

### 5.3.4 Løsninger

Såfremt de individuelle varmepumper skal spille en rolle i relation til et smart energisystem, vil den optimale løsning i stort omfang være analog til den løsning, der er beskrevet ovenfor i afsnit 5.2 med hybridanlæg i naturgasområderne, dvs. en kombination af individuelle varmepumper med andre energikilder, der tilsammen skaber en væsentlig fleksibilitet hos bygningsejeren og dermed i det samlede energisystem.

Flere forskellige typer hybridløsninger, hvor relativt billige luft/vand varmepumper indgår i en kombineret løsning med de alternative produktionskilder og helst i kombination med et mindre varmelager, kan være mulige. En mulig løsning er en mindre varmepumpe, der dækker grundbehovet, i serieforbindelse med en træpillekedel, hvor varmepumpen dækker hele varmebehovet i sommerhalvåret og forvarmer returtemperaturen resten af året. Dertil kan eventuelt tilkobles en mindre varmtvandsbeholder med solvarme, hvor solvarmen dækker sommerbehovet. En tredje mulighed er et lignende system, hvor solvarmen agerer energifanger som alternativ til luften.

I sådanne løsninger vil varmepumperne typisk få halveret elforbruget i forhold til løsninger, hvor varmepumperne dækker hele behovet, men til gengæld vil det være et meget fleksibelt elforbrug på niveau med forbruget i de naturgasbaserede hybridløsninger. De vil kunne afbrydes vilkårligt lige så lang tid, der er behov for det, og de vil ligeledes være mere effektive end de varmepumper, der også skal dække behovet de koldeste dage.

Sådanne hybridløsninger vil driftsøkonomisk antageligt primært være hensigtsmæssige i større bygningsporteføljer eller meget store bygninger. Også her gælder, at disse individuelle energianlæg skal kunne styres centralt, således at fleksibiliteten kan "puljes" og udnyttes af markedets aktører til balancering og regulering af elmarkedet.

Udfordringen med en gradvis indførelse af individuelle varmepumper – ideelt set som del af et samlet hybridanlæg – er til en vis grad som nævnt knyttet til de økonomiske rammer. I en fremtidig tilpasning af energifgifterne (ikke mindst eventuelle dynamiske elafgifter) vil det kunne være en mulighed at tage de nødvendige hensyn til behovet for de individuelle varmepumper og her – som på andre områder, der gennemgås i denne rapport – indarbejde den samfundsøkonomiske gevinst, der skabes ved sådanne anlæg i form af fleksibilitet.

På samme måde kan elnetselskaberne i princippet understøtte en sådan udvikling ved at udvikle produkter med en vis rabat på net-tilslutning og distributionstariffer til fleksible/afbrydelige el-kunder kombineret med et system for systematisk afkobling efter behov. Også energiselskaberne vil kunne spille en rolle i udbredelsen af sådanne individuelle anlæg, dels hvis det bliver muligt at indregne sådanne anlæg i energiselskabernes energispareindsats (i det omfang der naturligvis er tale om reelle, dokumenterede energibesparelser) og dels ved eksempelvis at fremme udbredelsen af nøglefærdige hybridanlæg.

## 5.4 Power-to-gas

### 5.4.1 Baggrund

En teknologi, der på længere sigt kan få en meget stor betydning for energisystemet, er de såkaldte "power-to-gas"-løsninger (P2G). I sådanne løsninger konverteres (store) mængder elektricitet via forskellige processer til andre former for energi. Den primære konvertering vurderes at være konvertering af elektricitet til brint via elektrolyse. Brint kan igen anvendes på en række måder:



- Det kan injiceres direkte i gassystemet, og dermed anvendes til alle de typer anvendelse, som gas har i energisystemet i dag.
- Det kan ved tilsætning af CO<sub>2</sub> konverteres til metangas, der igen kan indføres i gasnettet og anvendes i gasnettet til alle de anvendelser, gas har i energisystemet i dag.
- Det kan anvendes til at opgradere biogas, så biogassen kan injiceres i gassystemet.
- Det kan via brændselsceller anvendes direkte som drivmidler i transportsektoren.
- Det kan konverteres til flydende brændsler (såkaldte "electrofuels") så som metanol eller DME, der kan anvendes som flydende drivmidler i transportsektoren, og som på sigt kan anvendes til produktion af syntetiske, flydende brændstoffer så som diesel.

Brint indeholder således en lang række af de karaktertræk, der vil være vigtige i et fuldt udbygget smart energisystem, hvor både fortrængning af fossile brændsler, fleksibilitet og lagringskapacitet bliver centrale elementer. Det kan *lagres* enten i brintlagre til senere anvendelse i energisystemet, som metan i gasnettet, eller i form af flydende brændstoffer.

Produktionen af brint og de afledte produkter er i princippet *fleksibel*, da den bl.a. kan ske på tidspunkter, hvor elpriserne er lave eller i perioder med overproduktion af el i forhold til det løbende forbrug. Ligesom varmpumperne vil elektrolyseanlægget først stoppe produktionen, når elprisen er høj. Benyttelsestiden bliver derved noget mindre, men det er antageligt ikke afgørende, da anlægget optjener ekstra overskud, når elprisen er meget lav, og da anlægget alligevel ikke ville skabe overskud ved høje elpriser. Dets største styrke er nok, at anlægget ligesom varmpumperne i fjernvarmen og i hybridanlæg kan afbrydes, når der er behov for det og i vilkårlig lang tid.

Såvel gas som flydende brændsler kan endvidere transporteres over lange afstande; ved power-to-gas løsninger vil den geografiske nærhed mellem VE-produktion og forbrug dermed ikke lænere være nødvendig. P2G kan dermed medvirke til at opnå en højere virkningsgrad for VE-løsninger som vind og sol, da disse anlæg kan placeres på optimale lokationer selvom disse er langt væk fra forbrugerne.

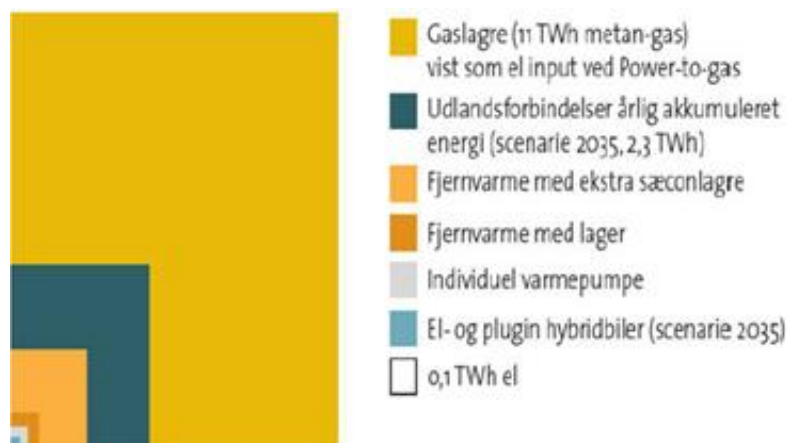
Flydende brændsler baseret på brint kan bidrage til en væsentlig CO<sub>2</sub>-reduktion, ikke kun i det primære energisystem men også i de dele af transportsystemet, der ikke vil kunne anvende direkte, el-baserede løsninger (fx tung transport og flytransport). Samtidigt kan power-to-gas bidrage til at bevare værdien af de store investeringer der allerede er foretaget i gas-transmission, -distribution og -lagring.

Anvendelsen af sådanne såkaldte power-to-gas løsninger indgår da også som et centralt, langsigtet element i langt de fleste fremskrivninger og modelleringer af energisystemer i både Danmark og udlandet.

#### 5.4.2 Potentiale

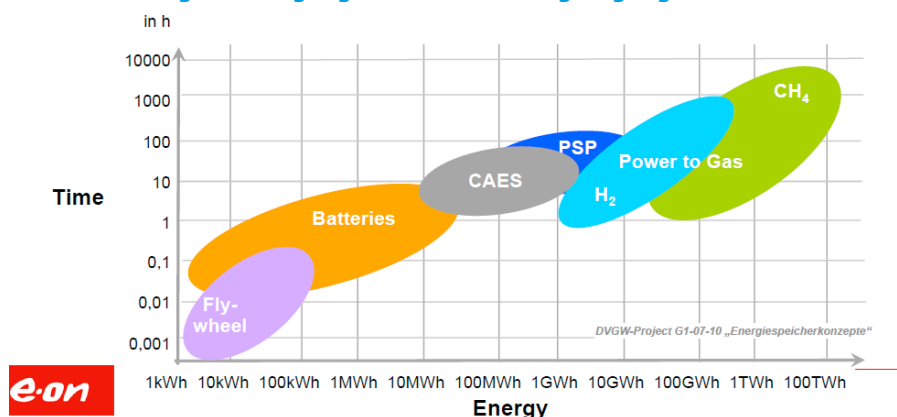
P2G kan som beskrevet indgå i en lang række sammenhænge i et smart energisystem, og potentialet er dermed i princippet meget stort, både i forhold til fortrængning af fossile brændsler til varme- og transportformål, og i relation til fleksibilitet og lagringskapacitet. Det danske gasnet rummer således i dag betydelige muligheder for både at lagre og transportere metan, ligesom distributionen af flydende brændsler til transportsektoren i store træk vil følge den distributionsstruktur, der allerede anvendes i dag for benzin og diesel, ligesom den primære energikilde som beskrevet er el, der kan produceres i store mængder og anvendes på fleksible tidspunkter. Størrelsen af de danske gaslagre sammenlignet med andre lagringsmuligheder fremgår af Figur fra DTUs systemanalyse (2016).

Figur 13: Eksisterende lagringskapacitet og potentialer<sup>21</sup>



P2G har den yderligere fordel, at den kan lagres i længere tid end de fleste andre lagringsmedier. Dette er illustreret i figur 13, der viser lagringstiden i timer for forskellige typer lagringsmedier.

Figur 14: Lagringstiden for forskellige lagringsmedier



Kilde: e-on

I lyset af de meget store udfordringer med at reducere transportens klimabelastning, er det særligt på dette område, at der i dag investeres massivt i forskning og udvikling indenfor P2G-området. Effektive P2G-drivmidler i enten flydende form eller gasform indeholder potentielt meget store fordele, ikke kun miljømæssigt (CO<sub>2</sub> og partikler) men også anvendelsesmæssigt, da de bl.a. potentielt kan give køretøjer lang rækkevidde og da de vil kunne udnytte dele af det allerede eksisterende gasnetværk i Europa. Brintbiler eksisterer allerede i dag, og et net af brint-tankstationer er på vej i bl.a. Danmark.

Anvendelsen af brint indgår således også som nævnt i hovedparten af de scenarier, der er lavet for det fremtidige, danske energisystem, og hvor elektrofuels bl.a. dækker mellem 20–40 pct. af transportbehovet frem mod 2050. Det antages eksempelvis i Energistyrelsens såkaldte "vind-scenarie", at der i 2035 er etableret ca. 1200 MW elektrolysekapacitet. Dette svarer i størrelsesorden til den el, som kan produceres af to store hav-vindmølleparker.

Potentialet for anvendelsen af brint i gasform i energisystemet, som direkte eller indirekte erstatning for naturgas, er selvsagt vanskeligt at estimere – der er som nævnt i princippet ingen øvre grænse for den mængde, der kan produceres, så omfanget af anvendelsen vil i dén sammenhæng mere afhænge af kapaciteten i distributionssystemet og mulighederne for at anvende gasen i varme- og transportsystemerne. I realiteten vil omfanget af anvendelsen naturligvis afhænge af prisrelationerne mellem hhv. metangas og andre energikilder (el, biomasse, biogas mv.),

mellem hhv. electrofuels og andre VE-drivmidler (el og biomasse) og mellem brint og andre former for fleksibel elproduktion (vandkraft mv.).

### 5.4.3 Barrierer

De primære barrierer for udbredelsen af P2G løsninger vedrører dels teknologiske udfordringer og dels de økonomiske rammer for disse teknologier. Elektrolyse er i princippet en kendt teknologi, mens metaniseringsteknologien er ny og er under afprøvning på en række pilotanlæg i Europa, bl.a. i Danmark. Virkningsgraderne afhænger af muligheden for anvendelse af spildvarme. Der er således blandt andet i dag fortsat udfordringer i forhold til opskalering af produktionen, ligesom transmission og distribution af ren brint i naturgassystemet i dag er begrænset til mellem 2 og 10 procent, afhængig af slutbrugernes anvendelse af gas.

Omkostningerne ved fremstilling af brint og metan er fortsat meget høje, og det er usikkert, hvor hurtigt disse vil falde, ligesom mulighederne for økonomiske stordriftsfordele fortsat er uklare.

Konkurrence mod vandkraft og andre former for fleksibel elproduktion for forbrug udgør en yderligere, markedsmæssig barriere, som kan indebære, at udnyttelsen af P2G-anlæggene bliver for lav på grund af for få timer med lave elpriser. På produktionssiden er der ligeledes konkurrence med naturgas produceret i Nordsøen eller andre steder.

Der er endvidere endnu ikke en fælles europæisk grænse for, hvor meget brint der kan iblandes naturgassen. Da en af fordelene ved P2G er muligheden for at transportere energi over lange afstande og for at lagre store mængder af energi, vil der være behov for sådanne fælles regler for at opnå stordriftsfordele.

I en fremtidig situation, hvor denne type energiproduktion *før* afgifter bliver konkurrencedygtig med andre energiformer, kan afgifter på anvendelse af el på sigt vise sig at være en barriere. Det samme vil kunne gælde nettatariffer for transport af elektricitet og gas.

### 5.4.4 Løsningsforslag

Såfremt power-to-gas-løsninger modnes teknologisk og økonomisk, bør de utvivlsomt have en fremtrædende plads i et fremtidigt smart energisystem, og der bør være et løbende fokus på at sikre hensigtsmæssige rammevilkår for en gradvis introduktion af sådanne løsninger i det danske energisystem. I lyset af disse teknologiers aktuelle teknologiske umodenhed og deres manglende konkurrencedygtighed i forhold til andre fleksible VE-teknologier er det endnu for tidligt at vurdere, hvorvidt de aktuelle rammevilkår er hensigtsmæssige. Dette gælder både de danske rammevilkår (ikke mindst de afgiftsmæssige vilkår) og de internationale rammevilkår (standardisering, certificering til handel med VE-gas, pooling af power-to-gas anlæg, regler for gaskvalitet mv.).

En indsats for at fremme disse teknologier bør derfor i de førstkomende år have et stærkt fokus på forskning, udvikling og demonstration. De store potentialer indenfor power-to-gas området indebærer, at der allerede i dag forskes intensivt i udviklingen på dette område, især i Europa og USA. Tyskland har eksempelvis foretaget ganske store investeringer i udviklingen af mere energi- og omkostningseffektive produktions-, distributions- og anvendelsesteknologier i relation til både den primære energisektor og transportsektoren, ligesom der især i Europa i disse år opføres store demonstrationsprojekter, bl.a. med henblik på at kortlægge mulige stordriftsfordele. Også i Danmark har der gennem de seneste år været et ganske markant forsknings- og udviklingsmæssigt fokus på brint- og andre P2G-løsninger.

## 6. LAGRING OG FLEKSIBILITET



Den tredje store byggeklod i et smart energisystem vedrører de løsninger, der skal sikre den nødvendig fleksibilitet i det samlede energisystem, hvor store dele af energiforsyningen er fluktuerende og hvor elpriserne på det europæiske marked kan forventes også at blive mere fluktuerende.

Det er vigtigt at være opmærksom på, at fleksibilitet i energisystemet i princippet kan sikres på to overordnede måder:

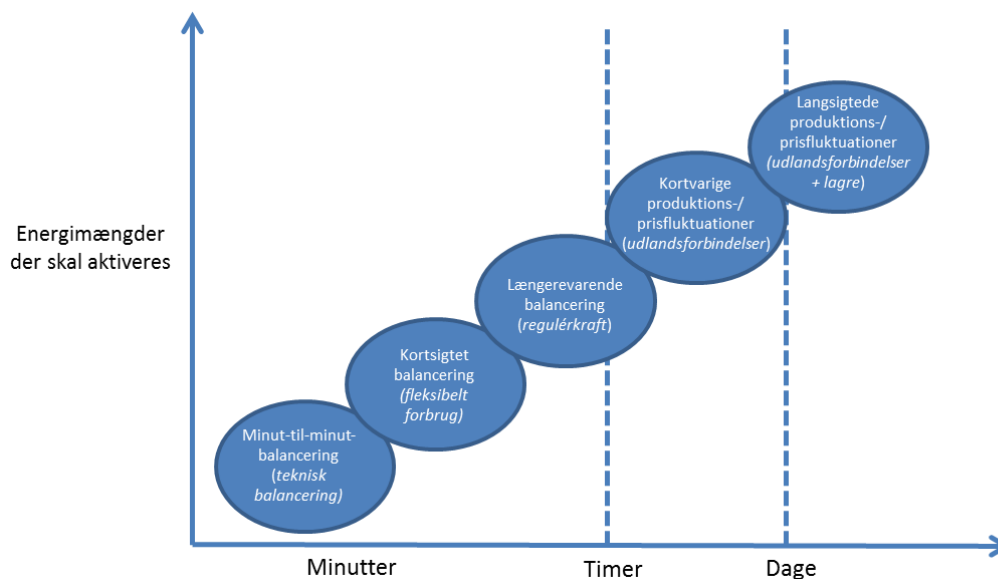
- Man kan for det første opbygge *energilagre*, der kan bringes i anvendelse i perioder med lav produktion, høje energipriser eller overskudsproduktion. Sådanne lagre vil typisk blive etableret i tilknytning til selve energiproduktionen, dvs. som eksempelvis varmelagre i tilknytning til fjernvarme- og fjernkølingsnettene, eller som gaslagre. Dette kan ske både centralt (i tilknytning til kraftvarmeproduktionen) eller lokalt. Andre lagringsmuligheder kan være i store batterier eller geotermiske løsninger som fx "compressed air storage".
- Flexibiliteten kan for det andet sikres gennem *fleksibelt forbrug*, hvor energiforbruget reguleres op eller ned i takt med behovet for at regulere og balancere energisystemet eller i takt med fluktuerende energipriser. Det fleksible forbrug kan etableres flere steder – hos slutbrugere (energiforbruget i bygninger, elbiler, industrien eller hos store energiforbrugere som vandsektoren), via reservekapacitet (back up-anlæg mv.) eller via udlandsforbindelser.

Det er for det andet vigtigt at pointere, at fleksibilitetsbehovet vil variere i både omfang og tidsmæssigt. Der kan i princippet skitseres tre forskellige typer fleksibilitetsbehov:

- Den løbende minut-til-minut balancering af elnettet.
- Kortvarige produktionsudsving, hvor man anvender forskellige typer af regulérkraft til at stabilisere produktionen og distributionen.
- Langvarige perioder med over- eller underskudsproduktion.

De forskellige lagrings- og fleksibilitetsinstrumenter vil have forskellige værdier og udfordringer i forhold til de forskellige typer af behov, som illustreret i Figur 15, idet det skal understreges, at figuren er stiliseret og kun skal illustrere *princippet* i de forskellige typer af udfordringer, hvorimod det relative størrelsesforhold mellem de forskellige faser ikke afspejler de faktiske størrelsesforhold.

Figur 15: Flexibilitetsudfordringer i et smart energisystem



Stigende mængder fluktuerende vindenergi udgør også på den helt korte bane tekniske udfordringer, der håndteres ved hjælp af en række forskellige tekniske og systemmæssige tiltag, der i dag håndteres løbende af Energinet.dk og netselskaberne. Sådanne elementer indgår ikke i denne rapport.

Den fluktuerende energi udgør imidlertid også væsentlige udfordringer både i forhold til den løbende balancering af elnettet og i forhold til det mere langsigtede behov for fleksibilitet i takt med produktions- og prisudsving. Den ene nye, større udfordring består i den kortsigtede balancering af elnettet, der forventes at blive mere udtalt i et system med fluktuerende energi; som det fremgår af figuren vil det muligvis i denne sammenhæng kunne være hensigtsmæssigt kortvarigt at aktivere et *fleksibelt forbrug* i eksempelvis biler eller bygninger, fordi der med kort afsæt vil kunne reguleres på energitilførslen til de bil- og bygningsejere, der deltager på et sådant marked.

Som det også fremgår, vil udlandsforbindelser alt andet lige også i et fremtidigt energisystem spille en væsentlig rolle i den løbende regulering af forsyningen. Men som det også fremgår, vil *lagring* af energien i stigende omfang kunne supplere udlandsforbindelser med henblik på at sikre en langvarig stabilitet i energiforsyningen. I forhold til den langvarige stabilisering vil fleksibelt forbrug derimod kun kunne spille en meget begrænset rolle, da der er naturlige grænser for eksempelvis slutbrugernes fleksibilitetsmuligheder.

I dette kapitel beskrives de fleksibilitetsmuligheder, der vurderes at kunne være centrale i et smart energisystem. Det drejer sig om følgende områder:

- Lagring i fjernvarmesystemet
- Flexibelt forbrug i vandsektorerne
- Store batterier
- Load shedding
- Compressed Air storage
- Bygninger i energisystemet
- Drift af affaldsforbrændingsanlæg

Det skal anføres, at det for en række indsatser i denne rapport gælder, at de kan fungere som *både* aftager af elproduktionen og som lagrings- og fleksibilitetsinstrumenter, hvorfor visse typer af fleksibilitetsinstrumenter er beskrevet i andre kapitler. Dette gælder særligt elbiler og power-

to-gas-løsninger (lagring i gasnettet). På tværs af alle disse mulige fleksibilitetsløsninger rejser sig derudover spørgsmålet om, hvordan der etableres et samlet, fremtidigt marked for sådanne løsninger.

## 6.1 Lagring i fjernvarmesystemet

### 6.1.1 Baggrund

En af de centrale fordele ved fjernvarmen er, at det cirkulerende varme vand ved temperaturer under ca. 100 grader kan genereres miljømæssigt tilfredsstillende med såkaldt "lavværdige" energikilder (affald, biomasseaffald eller lunkent vand) og lagres relativt billigt. Dansk energipolitik har siden 1970'erne fremmet udnyttelsen af disse lavværdige energikilder, startende med kraftvarmen i 1976 og derfra videre til biomasse, vindmøller og solvarme. Det har stimuleret udviklingen af varmelagre i Danmark.

Fjernvarmen er således som følge af kraftvarmen, biomassen og storskala-solvarmen blevet førende i verden med hensyn til varmelagre. I et smart energi-perspektiv, hvor fluktuerende el skal omsættes til varme, bliver den næste udfordring anvendelsen i større skala af konverteringsteknologier som varmepumper og elkedler, der kan omsætte energi til nyttig varme, der kan lagres til senere brug. Ved at anvende meget mere el, når prisen er lav, og ved at undgå at bruge el, når prisen er høj, bliver fjernvarmen en fleksibel el-forbruger med eget "batteri". I kombination med den gasfyrede kraftvarme vil fjernvarmen i symbiose med gassystemet og gaslagrene samlet set kunne fungere som "batteri" i et fleksibelt el-system.

Anvendelsen af fjernvarmesystemet som lager er allerede i en positiv udvikling. Stort set alle fjernvarmeværker har i dag varmeakkumulatorer, som svarer til, at kraftvarmeenheden, som kan forsyne hele behovet en vinterdag, kan være ude af drift i typisk ti timer. Fjernvarme Fyns akkumulator er den største, og den kan tillade, at Fynsværket er helt ude af drift i flere dage, hvor akkumulator og affaldskraftvarmen dækker hele produktionen. Avedøreværkets akkumulator er den mest avancerede, og kan yde eksempelvis 300 MW i 10 timer og dermed gøre værket fleksibelt i forhold til el-systemet. Dertil kommer fire damvarmelagre til sæsonvarmelagring af primært solvarme, som er udviklet og etableret indenfor de seneste fem år i små forbrugerejede fjernvarmeværker. De nyeste og største i Gram og Vojens er etableret uden tilskud, og der er to yderligere anlæg på vej. Disse anlæg kan i teorien dække hele fjernvarmebehovet i forsyningsområdet i to-tre måneder, men de anvendes naturligvis primært til at optimere den samlede varmeproduktion, så de til hver en tid kan optage billig varme fra solvarme, elkedler, store varmepumper eller gasmotorer.

De store fjernvarmenet, som er koblet til store biomassefyrede kraftvarmeværker med store varmeakkumuleringstanke, har også en vigtig rolle med at aftage den varme, som kommer, når værkerne er i drift, så man undgår køletab. Disse værkers produktion og installeret kapacitet vil aftage med tiden i takt med, at der etableres mere vindenergi og alternative varmeproduktionskilder i form af elpatroner og store varmepumper mv., samt i takt med, at de kan undværes som back-up og som stabiliserende effekt i elsystemet. Det er derfor vigtigt, at værdien af denne stabiliserende effekt inddrages i analyserne af de projektforslag, der skal udarbejdes som grundlag for at beslutte, hvor hurtigt kraftvarmen skal udfases.

Elpatroner er også en ny vigtig teknologi i fjernvarmen. De er billigere end gaskedler, de kan lave varme med el direkte (så 1 MWh el med meget kort varsel konverteres til 1 MWh varme), de fylder ikke ret meget, de har lang levetid, og de ses i størrelser fra i princippet 1 kW til ca. 100 MW. Der er eksempelvis etableret en elpatron på 80 MW på Studstrupværket, og flere er på vej på de øvrige værker. Desuden kan de affaldsfyrede kraftvarmeværker afkoble turbinen og skifte fra kraftvarme til varmeproduktion, når elprisen er meget lav, hvorved man får samme effekt som med en elpatron. Flere små kraftvarmeværker har etableret elpatroner i størrelsesordenen 10 MW på samme sted som det gasfyrede kraftvarmeværk, hvor elnettet har kapacitet til hhv. at levere og aftage energien. Akkumuleringstankene på de store kraftvarmeværker har medført, at de danske kraftvarmeværker allerede i dag er meget mere fleksible, end de kraftvarmeværker vi typisk ser i udlandet. De store elpatroner, som matcher værkernes elproduktion, vil øge denne fleksibilitet betydeligt.

I den traditionelle opfattelse af energieffektivitet vil ren varmeproduktion normalt vurderes mindre energieffektivt end kraftvarme, men i et smart energisystem kan det netop være mere effektivt at standse kraftvarmen og i stedet kun producere varme i en periode, hvor elprisen er lav. Energieffektivisering handler i denne sammenhæng mere om energiens "kvalitet" og om tidsaspektet.

Gram Fjernvarme har således allerede installeret det, man kan benævne "det virtuelle el-lager". Fjernvarmeværket bliver dermed (set i et el-systemperspektiv) en meget fleksibel og "smart elforbruger" med et stort batteri, der udnytter de fluktuerende elpriser:

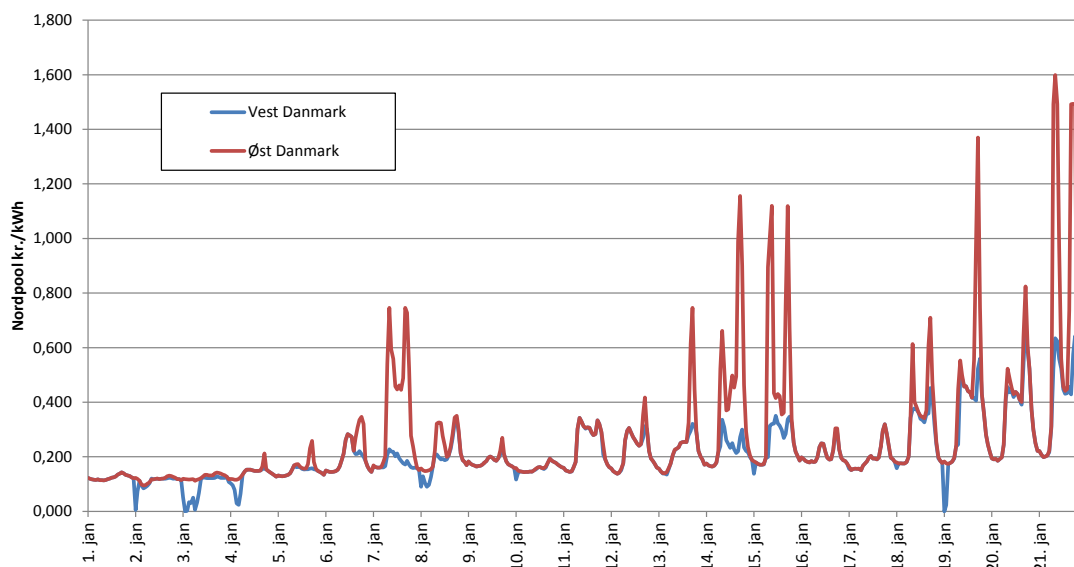
- Når el prisen er meget lav øges elforbruget til 10 MW, og elkedlen leverer varme.
- Når elprisen er lav eller moderat er forbruget 0,3 MW, og varmepumpen leverer varme.
- Når elprisen er meget høj leverer gasmotoren 5 MW til elnettet, og varme leveres til fjernvarmen.
- I dage og uger med relativt høje elpriser bruges slet ikke el - her leverer lageret varmen.
- Gaskedlerne er kun reserve, da en optimering med gode prognoser for elpriser og vejrlig gerne skulle gøre dem overflødige i normal drift. Med bedre prognoser for elprisen og solvarmen vil man minimere risikoen for enten ikke at kunne udnytte den billige el eller at få behov for at supplere med gaskedelen.
- På de værker, hvor der ikke er natur- eller biogas, vil en biomassekedel indgå som reserve og supplement til den billigere produktion fra elkedler og varmepumper

Der opstår i et sådant integreret system flere mulige former for samspil mellem fjernvarmen og elsystemet:

- Fjernvarmen optimerer driften alene ud fra elpriserne, som vist ovenfor.
- Fjernvarmen yder regulerkraft med op og nedregulering, særligt med elkedlen og kraftvarmen.
- Fjernvarmen kan ved fjernbetjening afkoble el-forbruget med kort varsel.

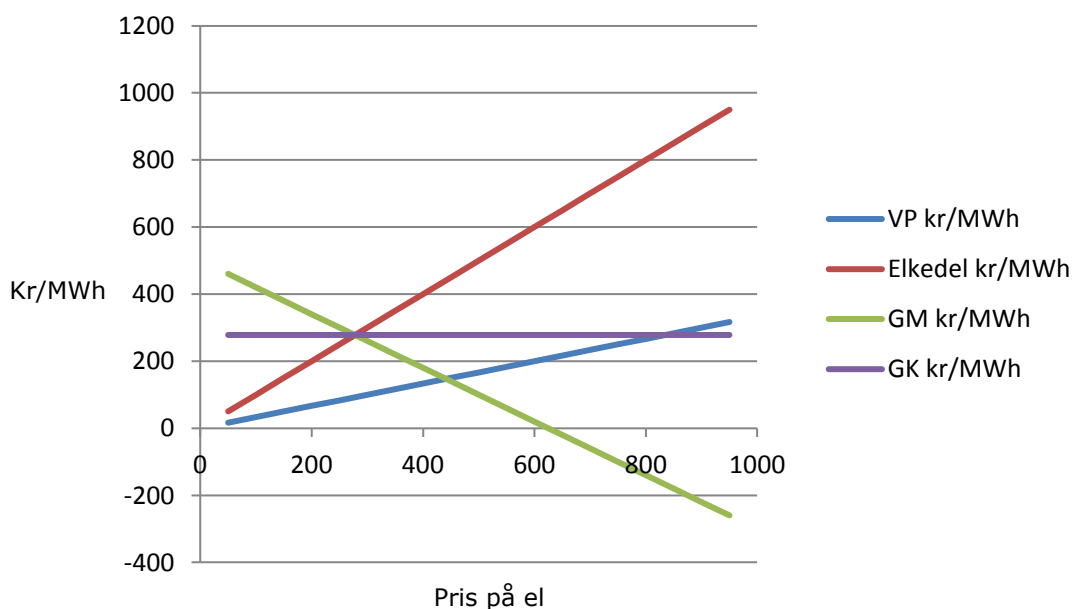
Et sådant virtuelt batteri med langtidslagring er særlig egnet til at optage de typiske fluktuationer i elprisen, som vindenergien og den ikke-regulerbare vandkraft giver anledning til. Hvor elforbruget har én døgnvariation for hverdage og én for fridage, har vindenergien, vandkraften og elprisen en svingning med perioder på dage, uger, måneder og år (vådår og tørår). Det er netop disse svingninger, som fjernvarmen kan afhjælpe. Figur viser et eksempel på det meget store udsving, der kan være i elpriserne over en længere periode (her 21 døgn).

Figur16: Udsving i elpriserne



Disse meget fluktuerende elpriser giver fjernvarmen gode muligheder for at optimere produktionen og dermed fungere som et virtuelt el-lager. Nedenfor ses således produktionsprisen for hhv. elkedler, varmepumpe, gasmotor og gaskedel (som i eksemplet fra Gram Fjernvarme) som en funktion af elprisen uden afgifter og tilskud.

Figur17: Produktionsprisen for hhv. elkedler, varmepumper, gasmotorer og gaskedler som en funktion af elprisen uden afgifter og tilskud



De enkelte fjernvarmeværker kan i et sådant system således tilrettelægge produktionen ud fra svingningerne i elpriserne (og ideelt set ud fra vejrliget).

Figur 18 viser, hvordan elforbrug og produktion i et mindre fjernvarmeværk som Gram vil variere som følge af de fluktuerende elpriser, hvis der blev prioriteret ud fra samfundsøkonomiske kriterier. Det ses, at udvekslingen af el med elsystemet stort set er i modfase med prisen.

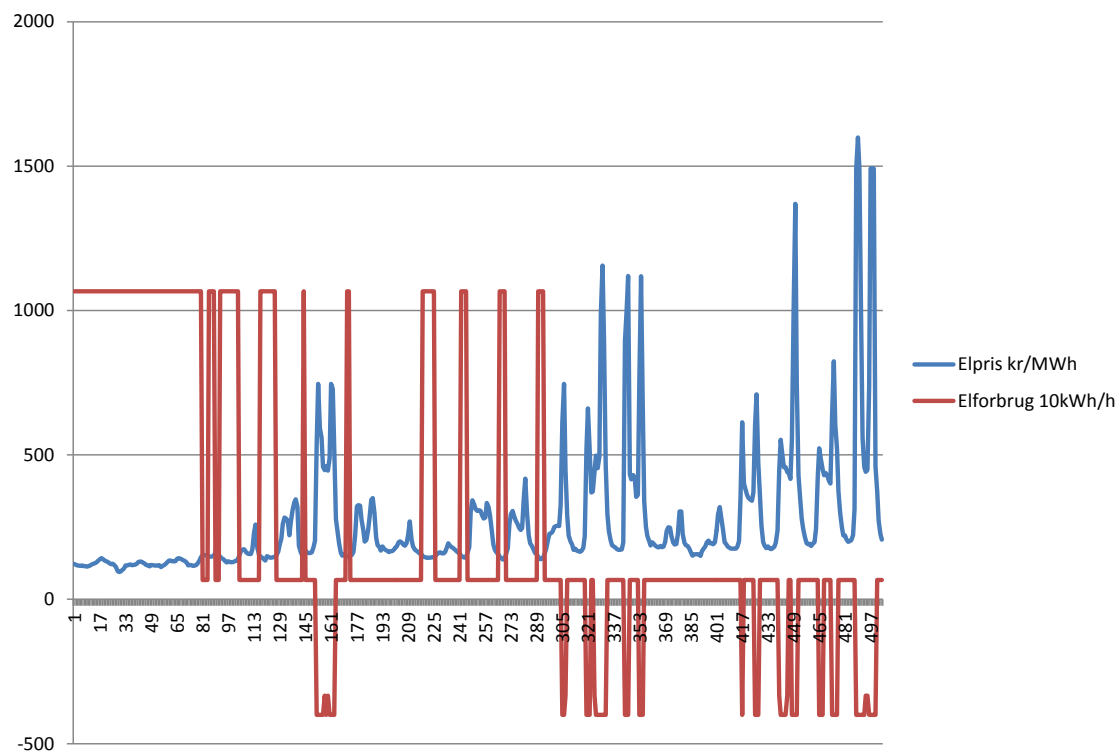


I dette eksempel har fjernvarmeselskabet opstillet en prognose og derudfra besluttet en strategi om kun at producere varme, når prisen er under 140 kr/MWh. Det betyder:

- At elkedlen er i drift ved priser under 140 kr/MWh.
- At varmepumpen er i drift ved priser under  $3 \times 140 = 420$  kr/MWh.
- At gasmotoren kun er i drift ved elpriser over 430 kr/MWh.
- At gaskedlen slet ikke kommer i drift, fordi den opsamlede billige varme kan dække behovet i perioden.

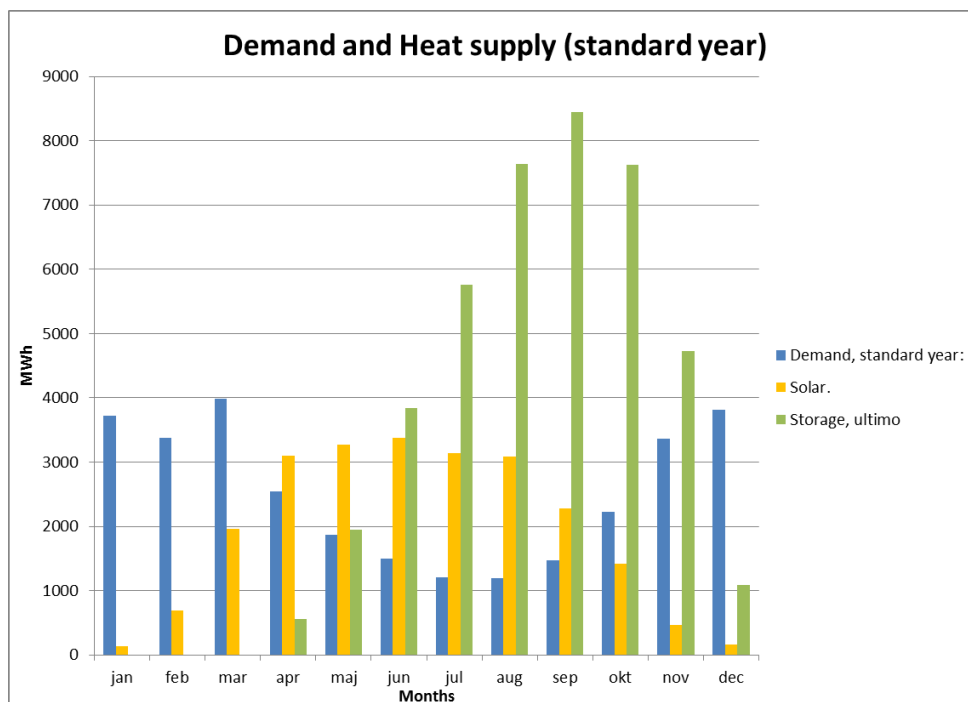
På figuren kan det ses, hvordan elpriserne (blå kurve) har markant indflydelse på elforbruget (positiv rød kurve) og elproduktionen (negativ rød kurve).

**Figur 18: Elforbrug og produktion i et mindre fjernvarmeværk hvis der blev prioriteret ud fra samfundsøkonomiske kriterier.**



Som nævnt har store solvarmeanlæg med tilhørende sæsonlagre meget ledig lagerkapacitet, som ikke beslaglægges af solvarmen, og som derfor vil kunne udnyttes af varme fra varmepumperne. Grafen i figur 19 nedenfor viser produktion og forbrug samt lagerindhold i et stort solvarmeanlæg som i Gram. Den maksimale lagerkapacitet er i dette tilfælde 9.000. Det ses af figuren, at den lagrede solvarme toppe i september og at der er meget ledig kapacitet de fleste måneder (forskellen mellem 9.000 og grønne søjler)

Figur 19: Sammenhængen mellem produktion, forbrug og lagerindhold i et stort solvarmeanlæg.



Ud over de ovenfor nævnte seks værker med sæsonvarmelagre er der i dag i Danmark 300-400 lignede mindre og mellemstore fjernvarmeverker, som er klar til på samme måde at agere som et virtuelt el-lager. Nogle har typisk 20 pct. solvarme med lagertank, andre har ikke solvarme men kun naturgaskraftvarme eller biomassekedler. Fælles for dem alle er dog, at de med de rigtige rammebetingelser let kan etablere elkedler og varmepumper, som kan optimere varmeproduktionen med de eksisterende produktionsanlæg og varmelagre. Varmepumper er relativt dyre i investering, men vil til gengæld kunne producere til de laveste omkostninger, når elprisen er lav. De vil eksempelvis kunne være i drift og producere med fuld kapacitet i alle årets timer, på nær de ca. 20 pct. dyreste timer eller når det er påkrævet at afbryde elforbruget af hensyn til elsystemet. Flexibiliteten i de store varmepumper i fjernvarmen består primært i, at de kan tages helt ud af drift lige så lang tid, det er nødvendigt af hensyn til kapacitetsmæssige forhold i elnettet.

Denne reguleringsevne vil være et helt centralt aspekt i et smart energisystem, hvor fleksibiliteten bliver så vigtig. Den er signifikant bedre end den regulering, der kan opnås med små varmepumper uden lager og uden alternativ produktion, og den er markant bedre end den regulering, der kan opnås med elbiler, som kun kan udjævne døgnvariationer, fordi det her (i modsætning til de små varmepumper og elbilerne) er muligt at undlade at anvende el i lige så lang tid, som det er nødvendigt.

### 6.1.2 Potentiale

Potentialet i at lagre overskydende og billig el-produktion i varmelagre – produceret ved hjælp af eldrevne varmepumper – i et fremtidigt energisystem er ganske stort. Ifølge prognoserne i Varmeplan Danmark 2010 bør der kunne etableres varmepumper, som kan producere 6.000 GWh om året og bruge omkring 2.000 GWh fleksibel el.

En del af de små værker har kun naturgasfyrede anlæg under 20 MW i form af gaskraftvarme og gaskedler, hvilket indebærer, at de står udenfor kvotemarkedet. Den gas, som de kan spare ved at omlægge til anden produktion fra VE eller el, som er med i kvotemarkedet, vil derfor bidrage til at Danmark bedre kan opnå de aktuelle reduktionsmål for CO<sub>2</sub> udenfor kvotemarkedet. Ved at etablere en kombination af lagre, solvarme, varmepumper og elkedler kan man her reducere emissionen udenfor kvotemarkedet relativt hurtigt og med en relativt lav CO<sub>2</sub> skyggepris.

### 6.1.3 Barrierer

Den største barriere for anvendelsen af fjernvarmenettet som lagringsmedie er, at de store varmepumper, der blot skal producere varme ud fra omgivelsesvarme eller spildevand, ikke i dag er konkurrencedygtige i forhold til naturgaskedler og biomassekedler. Der er stor interesse for at følge eksemplerne fra Gram og Vojens, blandt anlæg af samme størrelse som leder efter billige energikilder, og en række projekter er som beskrevet muligvis undervejs. Men de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger til brug ved kommunernes behandling efter Varmeforsyningsloven, der anvendes i dag, har med de aktuelt lave gaspriser i vidt omfang forhindret videre investeringer i solvarme med store varmelagertanke og sæsonvarmelagre til disse værker. De mindre værker udenfor kvotemarkedet har dog fortsat en mulighed for at skabe rentable løsninger af denne art, hvis man antager en høj pris på CO<sub>2</sub> udenfor kvotemarkedet. I den samfundsøkonomiske analyse er der ikke umiddelbart mulighed for at indregne de langsigtede gevinster ved store lagre, der skal hjælpe elsystemet med fleksibelt elforbrug.

### 6.1.4 Løsningsforslag

Det er som sagt primært økonomiske grunde, der afholder fjernvarmeselskaberne fra at investere i store varmepumper og varmelagre i dag. Dette skyldes delvist afgiftsmæssige forhold, men en del af forklaringen ligger som nævnt også i den beregningsmetode, der lægges til grund for sådanne investeringsbeslutninger, og som generelt synes at undervurdere værdien af de langsigtede fordele, der vil være i sådanne løsninger. Det gælder både den samfundsøkonomiske analyse, som er grundlaget for at få godkendt et projektforslag iht. Varmeforsyningsloven, og det gælder den selskabsøkonomiske analyse. Energistyrelsen har således udmeldt planlægningspriser for aftag af el ved forskellige spændingsniveauer, men man kunne supplere med korrektionsfaktorer for fleksibelt elforbrug i fremtiden. I forhold til den samfundsøkonomiske beregning bør Energistyrelsens vejledning altså også omhandle de fordele, der er ved et fleksibelt og helt afbrydeligt elforbrug fremfor er uflexibelt forbrug, ligesom den selskabsøkonomiske vurdering bør omfatte en prissætning, som afspejler fordelene ved fleksible forbrug i forskellige grader (kunne afbryde i timer, dage, uger etc.).

For det første producerer enhver varmepumpe, der producerer varme, også køling, som umiddelbart spildes, med mindre man kan sælge køleeffekten og køleenergien til de varmekunder, som også har et kølebehov. Værdien af at kunne sælge køling kan i mange tilfælde finansiere op imod 80 pct. af varmepumpens investeringsomkostninger. Det vil derfor forbedre driftsøkonomien betydeligt, hvis alle fjernvarmeselskaber får mulighed for at sælge kølekapacitet og køleenergi til kunderne.

For det andet synes prisen på el til de store varmepumper ikke at afspejle de fordele, der er ved et totalt afbrydeligt elforbrug, eller den fordel, som de udgør for elsystemet i forhold til ikke-afbrydeligt elforbrug. Man kunne i de samfundsøkonomiske analyser på samme måde fremover indregne en passende værdi af et varmelager i forhold til den fleksibilitet, som dette giver det samlede system netop i forhold til fluktuerende energikilder som vind og sol.

Værdien af sådanne fleksibilitetsydelse kan naturligvis være vanskelig at prissætte, men det anbefales, at der indledes et analysearbejde, der skal udmunde i modeller for, hvordan sådanne

fleksibilitetsydelse kan indgå i de fremtidige, samfundsøkonomiske beregninger og efterfølgende indregnes i den samlede investeringskalkule (dette emne behandles nærmere i afsnit 6.3).

## 6.2 Flexibelt forbrug i drikkevandsforsyningen

### 6.2.1 Baggrund

Både drikkevands- og spildevandssektorerne er meget store elforbrugere, og indgår samtidigt i den samlede energiplanlægning i forsyningsområderne. Det er derfor oplagt at vurdere, hvorvidt dette store elforbrug kan udnyttes som et aktivt element i et smart energisystem.

Elforbruget i vandforsyningen kan opdeles i forbrug til hhv. produktion (indvinding og behandling af grundvand) samt til distribution (udpumpning af drikkevand fra vandværkerne til forbrugerne). Det er disse processer, der eventuelt kan styres intelligent, så de finder sted, når elprisen er lav. Vandforsyningernes rentvandstanke og/eller vandtårne benyttes som buffere til opbevaring af drikkevandet i de perioder, hvor der produceres meget drikkevand, mens vandforbruget er lavt.

Inden for spildevandssektoren er det transporten (pumpningen) af spildevandet ind til renseanlægget, som vil kunne styres intelligent. Dette gøres ved at bruge kloaksystemet, bufferbassiner og pumpestationer som lagerkapacitet, når elprisen er høj, og så igangsætte pumpning, når elprisen er lav. Man styrer altså indløbet til renseanlægget, hvilket endvidere har den fordel, at de energiforbrugende renseprocesser tilsvarende kan finde sted, når elprisen er lav.

For begge sektorer gælder således, at en omlægning til intelligent styring af elforbruget kan indebære både reducerede energiudgifter og et bidrag til et samlet, fleksibelt elsystem, hvor forbruget reduceres i spidsbelastningssituationer og øges i situationer med overskudsproduktion.

### 6.2.2 Potentiale

Effekten af forslaget om fleksibelt forbrug i *drikkevandssektoren* afhænger af en række lokalspecifikke forhold hos den enkelte vandforsyning og kan derfor kun skønnes på et meget overordnet niveau på landsplan. Der produceres cirka 360 mio. m<sup>3</sup> drikkevand i Danmark per år, og elforbruget til indvinding og behandling af vand udgør gennemsnitligt cirka 0,37 kWh/m<sup>3</sup>. Elforsbruget til distribution af drikkevand udgør gennemsnitligt cirka 0,07 kWh/m<sup>3</sup> (Kilde: DANVA). Effekten af at indføre forslaget om incitament til, at der primært sker indvinding og behandling af grundvand i tidsperioder, hvor der er brug for øget elforbrug, kan derfor teoretisk set maksimalt udgøre ca. 130 GWh pr. år. Et mere realistisk skøn er dog noget lavere og i størrelsesordenen af 30-50 GWh pr. år (se forklaringen af risici nedenfor).

Mange vandværker i Danmark er bygget i perioden 1950-1970 med en forventning om stigende vandforbrug, men reelt er vandforbruget faldet. Mange produktionsanlæg har derfor en overskudskapacitet, der gør det muligt at koncentrere produktionen inden for kortere tidsrum over døgnet.

Omkostningerne ved en fleksibel styring i vandforsyningen er relativt begrænsede under forudsætning af, at det er den eksisterende beholderkapacitet hos vandforsyningerne, der udnyttes, og at produktionen af vand primært sker om natten og uden for spidsbelastningsperioder.

Potentialet for fleksibilitet i *spildevandsforsyningen* er også vanskeligt at opgøre. Hos Koldings spildevandsforsyning har man med støtte af EUDP-midler udviklet et SmartGrid system, så spildevandet pumpes og renses, når elprisen er lav. Projektet blev afsluttet den 31. marts 2016, hvorfor der endnu ikke forelægger resultater i forhold til reduceret driftsomkostninger og CO<sub>2</sub>-udledning.

Der vil kunne være visse tekniske og miljømæssige udfordringer ved sådanne løsninger. Det er blandt andet vigtigt, at systemet designes, så risikoen for overløb og opstuvning i kloaknettet ikke forøges. Derfor er det vigtigt at have præcise vejrforudsigelser, da en enkel opstuvning kan være en meget bekostelig affære, samt have store miljømæssige konsekvenser. Dette vurderes dog at kunne undgås ved at udvikle et konservativt system. Ydermere er der muligheden for, at der under lagring i kloaknettet udvikles metan og hydrogensulfid, som er gasser der lugter, er sundhedsskadelige, kan tære på kloakledningerne og bidrager til drivhuseffekten. Det skal bemærkes, at der indtil videre ikke har været observeret nogle af ovenstående problemer ved forsøget i Kolding.

### 6.2.3 Barrierer

Et fleksibelt forbrug i vandforsyningssektoren indebærer en række risici, som vil kunne sætte en begrænsning for potentialet i løsningen. Derfor skønnes det, at løsningen har et væsentligt lavere potentiale end det teoretisk set maksimalt mulige. Først og fremmest viser erfaringerne fra tidligere el-tarif styring hos vandforsyningerne for ca. 15-25 år siden, at en meget intens, kortvarig indvinding af vand fra grundvandsmagasinerne i nogle områder af landet kan forårsage væsentlige vandkvalitetsproblemer med især nikkell, sulfat og klorid. Der foreligger pt. ikke en konkret kortlægning af, hvilke vandværker der vil kunne intensivere produktionen inden for få nattimer i døgnet uden at risikere at skade grundvandskvaliteten lokalt. Yderligere mindsker en jævn produktion risikoen for vandkvalitetsforringelser som følge af mange start og stop i driften. Derfor er praksis hos mange vandforsyninger i dag at sikre en jævn produktion gennem hele døgnet.

En række andre væsentlige forhold kan begrænse potentialet i forslaget. Det enkelte vandværks anlægskapaciteter kan begrænse muligheden for at producere de nødvendige vandmængder inden for de mest energioptimale perioder i døgnet. Desuden kan lagerkapaciteten for drikkevandet i rentvandstanke og vandtårne være begrænsende i forhold til at kunne udjævne variationerne mellem produktionen og vandforbruget i forsyningsområdet. Derudover har vandforsyningen først og fremmest fokus på at sikre forsyningsikkerheden i drikkevandsforsyningen, hvilket betyder at lagerkapaciteten i rentvandstankene ikke alene kan styres i forhold til behovet for øget fleksibilitet i elforbruget. Jo længere vandet skal opbevares mellem grundvandsressourcen og forbrugerne, des større er risikoen for, at vandkvaliteten forringes undervejs. Derfor bør forslaget alene ses i lyset af, at der bør ske produktion af drikkevand mindst en gang i døgnet på vandværkerne.

På spildevandsområdet er der en risiko for overløb i skybrudsperioder, såfremt pumpningen ikke sker løbende men reguleres efter elprisen. Der skal med andre ord sikres tilstrækkelig kapacitet til at sådanne risici undgås.

### 6.2.4 Løsningsforslag

Et fleksibelt forbrug i hhv. vandforsynings- og spildevandssektorerne er stadig relativt nyopståede muligheder, og hverken de effektmæssige, miljømæssige eller samfundsøkonomiske aspekter synes godt belyst i dag. Det er eksempelvis ikke klart, hvor stor en fleksibilitet, vandforsyningen

og spildevandssektoren reelt vil kunne bidrage med ind i elsystemet, og hvordan de samfundsøkonomiske omkostninger ved sådanne løsninger rangerer i forhold til omkostningerne ved andre fleksibilitetsinstrumenter, der kan give samme effekt. Den samlede potentielle effekt af fleksibiliteten i vandsektorerne synes dog generelt relativt begrænset. Relationen mellem de samfunds- og selskabsøkonomiske forhold (fx reducerede el-omkostninger) er ligeledes underbelyste.

Der synes derfor ikke på indeværende tidspunkt at være behov for tilpasninger af hverken den økonomiske eller den miljømæssige regulering af områderne i forhold til et smart energisystem. Der synes derimod at være behov for flere demonstrationsprojekter og en bredere erfaringsindsamling, før potentialet i sådanne løsninger kan vurderes.

## 6.3 Drift af affaldsforbrændingsanlæg

### 6.3.1 Baggrund

Danske affaldsforbrændingsanlæg besidder en væsentlig el-produktionskapacitet, der kan anvendes aktivt i regulering af udbud og efterspørgsel på el-markedet. En reguleringsmekanisme, der vil få stigende betydning i takt med, at de nationale el-produktionsfluktuationer bliver mere betydelige. Jf. Energinet.dk er der i Danmark installeret ca. 340 MW el-produktionskapacitet på danske affaldsforbrændingsanlæg og i 2015 er der af Energinet.dk's miljørapporteringsystem<sup>xiii</sup> (som omfatter ca. 90 pct. af den danske affaldsforbrændingskapacitet) registreret en årlig el-produktion på affaldsbasis på ca. 1.400 GWh, hvorved den gennemsnitlige el-produktion på affaldsbasis kan estimeres til ca. 200 MW.

### 6.3.2 Potentiale

Da de fleste forbrændingsanlæg under normale driftsforhold vedblivende producerer elektricitet og varme på affaldsbasis ved drift af anlægget på mere eller mindre fuld last, kan anlæggenes produktion kun vanskeligt og i mindre omfang ændres ved at ændre anlæggenes last (indfyret effekt relativt til maksimal indfyret, hvor 100 pct. er lig med fuld last), da et forbrændingsanlægs indfyrede effekt skal holdes inden for visse relative snævre grænser, og da lastændringerne skal foretages relativt langsomt af hensyn til stabiliteten af anlæggenes drift. I tilfælde hvor el-produktionen overstiger efterspørgslen på el, er det derimod muligt for størsteparten af de danske forbrændingsanlæg at konvertere el-produktionen til varmeproduktion, hvormed forbrændingsanlæggenes samlede el-produktion overføres til fjernvarmesystemet på samme vis, som hvis der havde været etableret el-patroner med samme effekt. Når el-produktionen konverteres til varmeproduktion i forholdet 1:1 sker det ved, at dampen til anlæggets turbine sendes til en damp-dump kondenser, hvor der produceres fjernvarme – en så kaldt damp-dump proces. Mange danske forbrændingsanlæg er allerede bestykket således, at de kan foretage damp-pump, og de anlæg, hvor dette ikke allerede er etableret, kan anlægget relativt billigt bestykkes med damp-dump kondenser.

Ud over at de danske affaldsforbrændingsanlæg kan foretage et kollektivt damp-dump for at reducere overproduktionen af elektricitet, kan det enkelte affaldsforbrændingsanlæg også foretage damp-dump med henblik på at imødekomme en lokal øget efterspørgsel på varme (reduktion af spidsvarme andetsteds) og/eller i forbindelse med at elpriserne er så lave, at det giver bedre driftsøkonomi at producere varme fremfor elektricitet. Anvendelse af affaldsbaseret damp-dump vil således have følgende egenskaber:

- Reducerer risiko for el-overløb
- Øger varmeproduktion, når der er et stort varmebehov
- Økonomiserer ved lave elpriser (økonomisk set optimalt tidspunkt)

### 6.3.3 Barrierer

Aktiv anvendelse af damp-dump giver god samfundsøkonomisk mening, da el-produktion "konverteres" til varmeproduktion, når elpriser er lave og/eller energien udnyttes bedre i fjernvarmesystemet. På nuværende tidspunkt er der dog relativt få affaldsværker, der bruger denne metode, da de fleste anlæg fortsætter almindelig drift selv med lave el-priser, da indtægten fra el hjælper på reduktion af de forenede fællesomkostninger til produktionen. Der eksisterer imidlertid en række barrierer, der bevirker, at forbrændingsanlæggenes damp-dump ikke uden videre af sig selv vil tilpasse sig et samfundsøkonomisk optimum, men derimod et selskabsøkonomisk optimum, og nedenfor gives eksempler på disse barrierer.

Mange aftaler om varmeproduktion/-afsætning bygger på varmforsyningslovens principper om afregning af den affaldsbaserede varmeproduktion til den omkostningsbestemte produktionspris, hvilket i praksis foretages ved beregning med en vis deling af de forenede produktionsomkostninger til varmeproduktion og affaldsbehandling. Dette princip er velegnet til regulering af et anlægs produktionsomkostninger, da øgede omkostninger til produktion jo afholdes af både varmesiden og affaldssiden. Et forbrændingsanlæg har derfor et naturligt incitament til i daglig drift at reducere dets produktionsomkostninger. Princippet vil dog desværre ofte også hindre, at forbrændingsanlægget kan øge varmeproduktionen ekstraordinært mod at få en ekstraordinær varmebetaling til dækning af øgede produktionsomkostninger herunder øget afgiftsbetaling. Således kan det være vanskeligt for et forbrændingsanlæg at tilpasse og ændre produktionen af varme, da ændret produktionsform fordrer, at varmeprisen tilpasses dette ændrede produktionsmønster, hvilket medfører behov for en anden omkostningsdeling.

Bestemmelsen om prisloft på affaldsvarme medfører, at der er en øvre grænse for prisen på affaldsvarme. Hvis en procesændring eller tilpasning på et affaldsforbrændingsanlæg øger varmeproduktionen ved eksempelvis damp-dump, og hvis dette medfører, at varmeprisen overstiger prisloftet, kan det sagtens tænkes, at varmeproduktionen alligevel er en fordel for fjernvarmenettet, hvis den marginale varmeproduktionspris i dette net er endnu højere, men prisloftet hindrer denne optimering af forbrændingsanlæggets drift, da affaldsvarme ikke må afsættes til priser over varmeprisloftet.

Ved beregning af afgifter for affaldsforbrænding tages der udgangspunkt i anlæggets produktion af varme og el. Når varmeproduktionen øges ved damp-dump reduceres el-produktionen, hvilket medfører, at anlæggets samlede afgiftsbetaling (de affaldsbaserede afgifter) stiger, da affaldsvarmeproduktion pålægges højere afgifter ved ren varmeproduktion end ved kraftvarmeproduktion. Der er derfor højere afgiftsbetaling for behandling af samme mængde affald, når et forbrændingsanlæg foretager damp-dump.

### 6.3.4 Løsningsforslag

Det vil være en samfundsøkonomisk god idé at fremme udbredelsen af affaldsbaseret damp-dump som aktiv regulering af el-produktion og/eller at øge nyttiggørelse af affaldsenergi til ekstra varmeproduktion, når de lokale forhold taler herfor. Det vil således i givet fald være nødven-

digt at tilpasse varmforsyningsloven, ændre bekendtgørelse om varmeprislofter på affaldsbaseret varme, samt ændre beregning af de affaldsbaserede afgifter jf. kulafgiftsloven.

El-produktionen fra danske affaldsforbrændingsanlæg vil således kunne indgå aktivt i regulering af el-markedet med en forventet effekt på 200-300 MW, hvilket vil hjælpe på stabilisering af markedet. Endvidere vil affaldsenergi i stigende grad anvendes til fortrængning af eksempelvis fossile brændsler til spidslastproduktion i mange fjernvarmenet idet damp-dump kan øge varme-produktion ved højt varmebehov. Effekten af forslaget er derfor, at el-markedet stabiliseres og anvendelsen af fossile brændsler til spidslastvarmeproduktion reduceres med tilhørende reduktion i den nationale udledning af drivhusgasser. Omlægning af afgifter forventes at kunne foretages afgiftsneutralt, således at staten ikke lider provenutab. En tilpasning af varmforsyningsloven, således at affaldsbaseret el kan konverteres til varmeproduktion, vil reducere fjernvarmeverkernes produktionsomkostninger, da damp-dump jo kun vil blive foretaget, når efterspørgsel efter varen og elpriser taler for, at dette er attraktivt.

## 6.4 Lagring af energi i store batterier

### 6.4.1 Baggrund

Energilagret baseret på batterier kan i dag indgå som en integreret del af en husstand eller en standard net-station, der forsyner el i et begrænset område. I takt med det stigende behov for at sikre en sammenhæng mellem et fluktuerende energiproduktion på den ene side og forbruget på den anden, kan store batterier være en principielt enkel måde at lagre energi på i situationer med overproduktion eller svingende elpriser. Den stigende interesse for integration af store batterier i el-nettet i de kommende år udspringer dels fra dette stigende fleksibilitetsbehov og dels fra en række teknologiske landvindinger det seneste årti.

Store batterier som energilager kan anvendes til at levere el tilbage til nettet, når produktionen af el fra eksempelvis vind og sol overstiger den efterspurgte mængde. Alternativt kan den lagrede el omdannes til varme og køling til senere brug. Den generelle anvendelse af store batterier som energilager i Danmark er primært baseret på anvendelsen af hybride energisystemer (solceller eller husstandsmøller i kombination med store batterier).

Batterier kan med de nuværende teknologiske og økonomiske rammer generelt flytte el-produktion inden for døgnet, hvorimod flytning af produktion på ugebasis (dvs. længere lagringstid) ikke i dag er rentabelt på grund af den meget høje pris. Flytning af produktion til en anden sæson (sommer/vinter) er i princippet også interessant på grund af sæsonudsving i el-produktionen, men er også i dag meget dyrt. Aktuelt er batterier derfor primært relevante i forhold til den helt kortsigtede balancering og regulering af elnettet.

I dag er hybride solcelleanlæg, hvor batterierne vil kunne anvendes, typiske anlæg, der tilsluttes i el-nettet tæt på hvor forbruget er (i princippet udenom transmissionsnettet). Disse findes i flere forskellige udgaver. *Husstands anlæg* anvendes primært til dækning af egetforbrug og evt. salg af overskydende el (afhængigt af økonomisk incitament). Der er typisk tale om private kunder, der ejer husstands anlæg med solceller eller vindmøller i kombination med batterier. Visse batterier til husstands anlæg er langsomt ved at finde udbredt anvendelse i Danmark og resten af verden på trods af relativt høje priser. Udbredelsen af disse anlæg er i høj grad drevet af afgiftsfordelen ved at anvende og lagre egenproduceret el fremfor at sælge den til elnettet. Med dagens teknologi kan solcelleanlæg på 5,5 kW lade et 3 kWh batteri op på 1-2 timer på en solrig dag. *Erhvervs anlæg* anvendes ligeledes til dækning af egetforbrug og salg af overskydende el (afhængigt af økonomisk incitament). Erhvervs kunders hybride anlæg består typisk af solceller og batterianlæg,



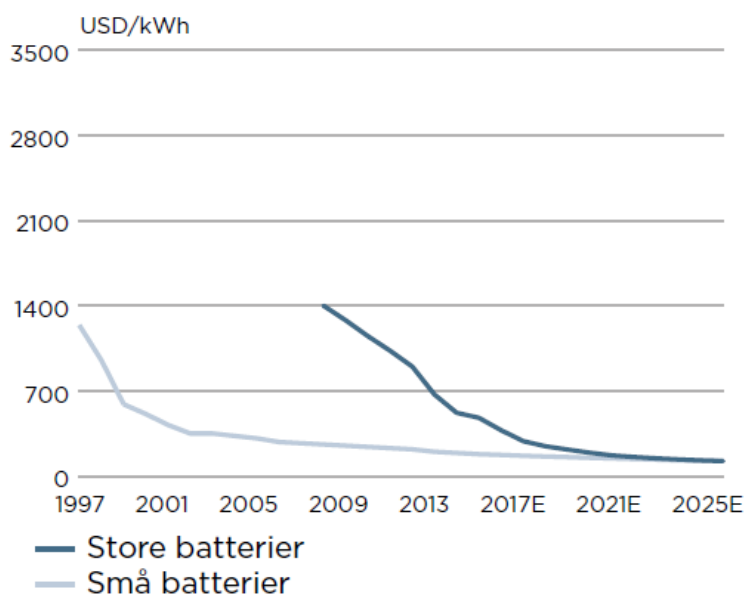
hvor elforbruget kan variere fra få kW til flere hundrede kW. *Markanlæg* med solceller ejes typisk af virksomheder og bruges udelukkende til el-salg (i MWh skala) på elmarkedet.

### 6.4.2 Potentiale

Batterier er en kendt og på mange måder lovende lagringsteknologi på grund af en forholdsvis høj virkningsgrad ved energikonvertering. F.eks. kan litium-ion batterier i dag have virkningsgrader på over 90 pct., mens blybatterier har en typisk virkningsgrad på 75-85 pct. Lagring af energi i batterier kommer derfor formodentlig til at spille en større rolle end i dag, i takt med at effektiviteten af batterierne øges og omkostningerne reduceres.

Dette er også baggrunden for den massive, internationale forskningsindsats, der i dag finder sted på dette område. Teknologiudviklingen går i retning af anvendelse af batterier med større kapacitet og længere levetid. Fokus er i særdeleshed på litium-ion batterier baseret på materialer med forbedrede egenskaber i forhold til konventionelle batterier. Nye organiske materialetyper og batteriteknologier er på vej inden for de næste fem år. Danmark er iblandt de førende lande indenfor forskning og udvikling af hybride anlæg og batteriteknologier i relation til vedvarende energi. Der forventes et fortsat markant fald i produktionsomkostninger (og dermed salgspris) for de kommende år, jf. figur 19 fra Bernstein.

Figur 20: Produktionsomkostninger for lithium-ion batterier



Kilde: Bernstein

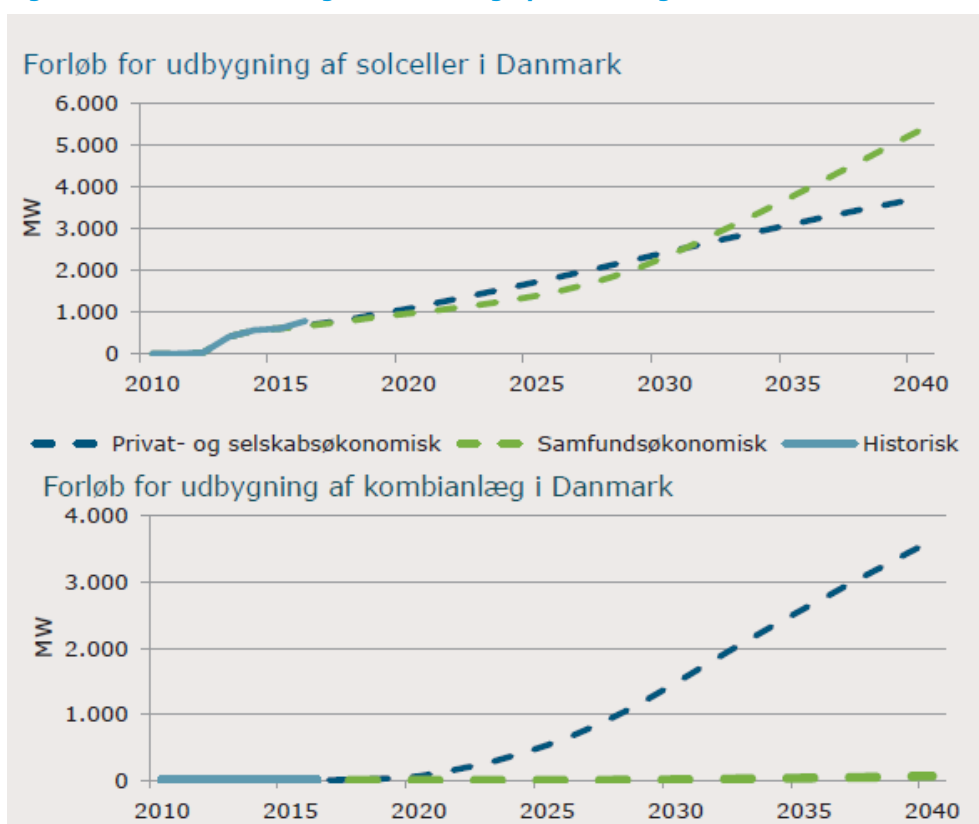
Også de store danske energi- og netselskaber synes at følge udviklingen tæt, og deltager bl.a. i markante demonstrationsprojekter, senest med storskalaforøg i den nye Nordhavns-bydel i København.

Hybride energisystemer med solceller eller vind og store batterier har en række potentielle anvendelsesmuligheder. For eksempel vil solceller overvejende vil være tilsluttet el-nettet tæt på forbrugsstedet. En markant udbygning med solceller i Danmark vil gøre balancering mere udfordrende pga. den udprægede variation i el-produktion fra solceller i relativt få timer om dagen (når solen er fremme). Her vil batterier, der op- og aflades en gang i døgnet, kunne bidrage til en forbedret balancering mellem el-produktion og el-forbrug. Udover en sådan "lokal" anvendelse vil store batterier i princippet også kunne udgøre en supplerende regulering af aktiv og reaktiv effekt for det samlede el-system i Danmark. Der er teknisk mulighed for kortvarig aflastning af el-nettet pga. delvis regulering i el-distributionsnet, hvori indgår stor andel solceller i kombination

med store batterier som regulerende enheder (på flere MW). Hybride solcelleanlæg med batterier fremmer endvidere det fleksible elforbrug, da disse hybride anlæg muliggør direkte lagring af elektrisk energi til senere brug, dvs. flytning af el-produktion (og elforbrug) indenfor døgnnet.

Anvendelsen af store batterier vil antageligt i et vist omfang afhænge af udbredelsen af solceller. Solcelleudbygningen i Danmark forventes at være stigende. En fremskrivning af den forventede MW-effekt ved udbygning med hhv. solceller og batterier/ hybride solcelleanlæg er vist i figur 20 fra Energinet.dk's notat "Solceller og batterier i Danmark" fra februar 2016<sup>xiii</sup>. Figuren indikerer en forventet udvikling med 1500-2000 MW batterier i relation til hybride anlæg i 2030. Som det fremgår af nederste figur er der dog ikke med de nuværende begrænsninger i mulighederne for tilslutning til elnettet (og tilslutning til andre lignende anlæg) nogen samfundsøkonomisk gevinst ved udbygning med hybride anlæg.

**Figur 21: Forventet udvikling af batterier og hybride anlæg**



### 6.4.3 Barrierer

Batteriernes aktuelle teknologiske og økonomiske begrænsninger betyder, at de ikke i øjeblikket udgør en hensigtsmæssig måde at sikre en øget integration af fluktuerende energi på. Dette skyldes som beskrevet dels de meget høje produktionspriser, dels tekniske begrænsninger i relation til batterilevetid og hyppig op- og afladning af batterier, og dels udfordringer ved nettilslutning for de eksisterende hybride energisystemer, da teknologier i relation til anvendelse af større batterier i transmissionsnettet (på et højere spændingsniveau) endnu ikke er tilstrækkeligt modnede. Batterier er således aktuelt ikke konkurrencedygtige i forhold til andre storskala energilagringsteknologier (varmeakkumulatorer, store varmepumpe m.v.).

I dag ses de største tekniske risici i begrænset batterikapacitet i relation til effektstørrelse (MW skala) samt begrænset levetid (afhængig af applikation). Dagens store opladelige batterier har begrænset levetid, der afhænger af antallet af afladninger (og hvor dybt batteriet aflades) samt antallet af driftsdage pr. år (typisk drift i sommerhalvåret).

Det er endvidere væsentligt at bemærke, at der er et stort effektivitetstab forbundet med batterier, der skal levere el tilbage til nettet (i størrelsesordenen 10-14 pct. af den overførte effekt), hvorfor direkte elektricitetslagre som udgangspunkt kun bør udbygges, hvor dette giver mening. Stigende tab medfører større driftsomkostninger; det gør sig specielt gældende ved større effekter og placering af store batterianlæg yderst i radialnet.

El-produktion med solceller og elforbrug komplementerer således kun delvist hinanden. En markant udbygning med solceller gør balancering mere udfordrende pga. udpræget variation i el-produktion fra solceller i relativt få timer om dagen (når solen er fremme). Batterier oplader om dagen i perioder med sol og aflader om aftenen/ natten, hvor elforbruget er begrænset. Det største elforbrug finder typisk sted om morgenen/dagen, mens batterierne typisk oplader. Det største elforbrug er desuden sæsonafhængigt i hhv. sommer- og vintertid. Generelt gælder det således, at anvendelsen af batterier i de helt decentrale enheder (dvs. husstands anlæg, erhvervsanlæg og markanlæg) ikke er en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig løsning, dels fordi der er et stort effektivitetstab forbundet med disse batterier, og dels fordi der alt andet lige er store samfundsøkonomiske tab forbundet med installationen af mange sådanne små batterier (da de i kraft af deres opladningsmønstre belaster elsystemet på en uhensigtsmæssig måde).

På sigt kan udbredelsen i anvendelse af batterier endeligt også påvirkes af afgifts- og tarifstrukturen, da denne som udgangspunkt i dag skelner mellem anvendelse af solcelleproduceret el til eget forbrug og til salg til elnettet, hvor incitamentet til eget forbrug er betydeligt større.

#### 6.4.4 Løsningsforslag

Anvendelsen af store batterier som lagringsmedier i selve el-distributionsnettet kan rumme et ganske stort potentiale i et smart energi system i sammenhæng med især lokal elproduktion. Teknologien er dog stadig ikke moden og derfor ikke markedsklar i større omfang. Visse prognoser for området indikerer, at batterilagre på længere sigt kan blive konkurrencedygtig i forhold til andre lagringsteknologier, men indtil dette punkt nærmer sig er der ikke behov for særlige, understøttende indsats, ud over den forsknings-, udviklings- og demonstrationsindsats der allerede finder sted.

## 6.5 Bygninger som del af energisystemet

### 6.5.1 Baggrund

Størstedelen af bygningsmassen i Danmark forsynes med fjernvarme, og bidrager allerede i den forstand indirekte til det fleksible elforbrug i et smart energi system. Men bygningsmassens individuelle forbrug i Danmark vil derudover – akkurat som med elbiler – kunne bidrage med yderligere værdi, som en aktiv del af et fremtidigt smart energisystem. Under en række forudsætninger vil man kunne anvende bygningernes individuelle energiforbrug til både el, varme og køling til fleksible ydelser på en række måder:

- I et fremtidigt energisystem med meget store mængder fluktuerende vindkraft (hvor produktionen reelt kan svinge på timebasis) er der i stigende grad behov for at sikre stabilitet i elnettet også med korte intervaller. Her vil slutforbrugerne af især el kunne bidrage ved at flytte eller reducere forbruget i få timer og dermed indgå som en slags reguleringsreserve. Dermed reduceres behovet for at udbygge reguleringsreserver andre steder i energisystemet.
- På samme måde vil en (mere regelmæssig) fleksibilitet i elforbruget hos slutbrugerne i spidsbelastningsperioder kunne reducere behovet for spidslastanlæg.

- I det omfang, det er muligt at øge et fleksibelt elforbrug hos slutbrugerne (fx til at trække individuelle varmepumper eller i varmepumper i fjernvarmenettet) vil bygningerne kunne af-tage større mængder el i perioder med store mængder vindkraft og dermed lavere priser. Dette er en fordel for hele energisystemet og ikke bare elsystemet.
- Bygningernes termiske systemer vil i princippet kunne fungere som lagring i form af varme og køling i perioder, hvor der er behov for at anvende større mængder (billigt produceret) vindenergi.

På denne måde kan bygningerne i princippet fungere som en slags "virtuelle lagre", der anvendes i situationer med både over- og underproduktion af fluktuerende energi – dvs. at energiforbruget reelt afkobles for selve energiproduktionen. Dette bidrager ikke kun til balancering og regulering af el-systemet, det kan samtidigt indebære visse driftsøkonomiske gevinster for både kunderne (øget elforbrug i periode med lave elpriser) og for el-leverandørerne (reduktion i behovet for andre regulerings-instrumenter).

"Aktivering" af disse fleksibilitetsinstrumenter kan ske på flere måder. Det kan enten ske "manuelt", dvs. at den enkelte slutforbruger selv regulerer relevante dele af sit energiforbrug i samspil med energi- og net-selskaberne. Det kan også ske via "mellemtører" (såkaldte "aggregatorer"), der på vegne af en række bygningsejere sælger sådanne fleksibilitetsydelser til net-selskaberne eller energiselskaberne. En tredje mulighed er en mere direkte, central styring fra net-selskaberne selv af energiforbruget i eksempelvis en større ejendomsportefølje.

### 6.5.2 Potentiale

Det største potentiale for, at bygningerne kan blive en del af det smarte energisystem ligger utvivlsomt i bygningernes sammenhæng med fjernvarme-, fjernkølings- og gas-systemerne. Jo mere bygningerne kan aftage el-baseret varme og køling fra fjernvarmen og fjernkølingen, jo bedre udnyttes den fluktuerende, el-baserede energiproduktion, efter denne model:

- Bygningerne forsynes med fjernvarme i de områder, hvor fjernvarme er mest samfundsøkonomisk fordelagtigt med hele deres varmebehov, og med lav returtemperatur samt moderat behov for fremløbstemperatur.
- Bygningerne med kølebehov forsynes så vidt muligt med fjernkøling hvor det er økonomisk fordelagtigt, og med høj returtemperatur samt moderat behov for lav fremløbstemperatur.
- Bygninger, som ikke kan få fjernvarme indenfor 10-20 års periode forsynes så vidt muligt med hybridanlæg, hvor små luft/vand varmepumper forsyner med varme i samspil med en gaskedel i gasområder og i samspil med varmelager, oliefyr eller træpillefyr udenfor naturgasområder. Desuden bør de ligesom alle øvrige bygninger have varmeanlæg med lav returtemperatur og moderat krav til fremløbstemperatur.

Den yderligere anvendelse af bygningsmassen som en fleksibilitetsmekanisme, der kan bidrage til at balancere el-systemet, er med afsæt i de mange, potentielle fordele, der er beskrevet ovenfor, fra mange sider gennem det seneste årti fremhævet som en mulig, vigtig komponent i et smart energi system. En lang række forudsætninger skal imidlertid være opfyldt, før sådanne potentialer kan realiseres i større omfang og dermed give en mærkbar, samlet effekt i energisystemet.

Anvendelsen af bygninger forudsætter først og fremmest, at bygningsejerne (eller brugerne) accepterer at indgå i et sådant system, hvor deres energiforbrug skal være fleksibelt. Visse dele af fleksibiliteten vil kunne finde sted på tidspunkter, hvor der ikke vil være væsentlige gener for slutbrugerne (fx øget el-anvendelse til visse typer elforbrug eller reduceret køling om natten), mens andre dele vil kunne reducere komforten væsentligt – fx reduceret elforbrug i spidsbelastningsperioder, hvor slutbrugerne også selv ønsker at anvende mere el. Også for virksomhederne vil fleksibelt forbrug kunne influere på produktionsprocesserne.

Der er både i Danmark og andre lande gennemført en række demonstrationsforsøg med fleksibelt elforbrug hos bygningsejere (bl.a. Ecogrid-projektet på Bornholm<sup>xiv</sup>). Erfaringerne viser generelt, at der er væsentlige grænser for slutbrugernes fleksibilitet, når denne sammenholdes med komfortbehov og andre behov. Dette gælder både boliger og virksomheder.

Disse erfaringer peger videre på en anden forudsætning, nemlig at der nødvendigvis skal ske en hensigtsmæssig prissætning af sådanne fleksibilitetsydelse, før en tilstrækkelig stor mængde slutbrugere (hvad enten der er tale om private bygningsejere, ejere af større bygningsporteføljer eller virksomheder) vil kunne indgå i sådanne aftaler. Den økonomiske gevinst for bygningsejeren skal med andre ord ikke blot matche værdien af fleksibilitetsydelsen for netselskabet, den skal også være så attraktiv, at bygningsejeren overhovedet finder det værdifuldt at bruge tid og muligvis andre ressourcer på at indgå som fleksibel forbruger. I et selskabsøkonomisk perspektiv skal prisen for fleksibilitetsydelsen kunne matche den pris, der skal betales for andre typer fleksibilitetsydelser i andre dele af energisystemet (så som store varme- og gaslagre samt udlandsforbindelser). Prissætningen vil dog – set fra bygningsejerens perspektiv – naturligvis også rumme de mulige økonomiske fordele, der kan være forbundet med en intelligent el- og varmeanvendelse i et fleksibelt elprismarked.

En sådan type prissætning forudsætter antageligt for det tredje, at der etableres et egentligt marked for sådanne fleksibilitetsydelser på bygningsområdet – både i den forstand at der som nævnt kan udbydes en tilstrækkeligt høj pris for fleksibilitetsydelserne, og i den forstand at der skal etableres egentlige markedsstrukturer, der sikrer formidlingen og samspillet mellem slutbrugere og netselskaberne. Der findes i kraft af den manglende efterspørgsel ikke i dag sådanne egentlige markeder og markedsaktører herhjemme.

Etableringen af et marked forudsætter igen, at der etableres den nødvendige kommunikation og interaktion mellem slutbrugere og netselskaberne, således at netselskaberne (eventuelt via en aggregator) kan enten forøge eller reducere slutbrugernes aftag af el, ligesom bygninger, der forsynes med fjernvarme eller fjernkøling, vil kunne øge eller reducere mængden af varme/køling i bygningernes varme- og kølesystemer. Kun for enkelte, større slutforbrugere (større virksomheder i meget el-intensive brancher) vil der være mulighed for at anvende en egenproduktion fra egne energianlæg i tilfælde af eksempelvis et behov for at afbryde el- eller varme/køletilførslen fra nettet, ligesom sådanne anlæg i princippet kan anvendes til at aftage større mængder el (også til varmekøling) når elprisen er meget lav. Den samlede mængde fleksibilitet i et smart energi system fra sådanne virksomheder er dog begrænset, og vil kun have en marginal balancerende effekt i det overordnede energisystem. Denne kommunikation mellem netsystemerne og slutbrugere forudsætter både intelligente målere hos slutbrugere, og forbrugsstyringsteknologier, der kan sikre automatisk styring af forbruget udefra. Intelligente målere er allerede udviklede og installeres i disse år i hele landet. Forbrugsstyrings-teknologierne er derimod langt mindre modne i dag, og der er kun ganske få eksempler på demonstration i større omfang af sådanne teknologier.

Generelt peger både teknologier, demonstrationserfaringer og effekt-antagelser på, at det største potentiale for fleksibelt forbrug i bygningerne knytter sig til ekstern styring af større energiforbrugende enheder, uanset om der er tale om el, varme eller køling, i modsætning til individuelle, manuelt styrede enheder. Sådanne større enheder kan eksempelvis være større, energiintensive virksomheder, store kontorbyggerier eller større bygningsporteføljer med fælles energiforsyning og mulighed for central forbrugsstyring.

Såfremt fleksibiliteten i bygningsmassen også skal omfatte varme og køling i noget væsentligt omfang, skal der knyttes termisk lagringskapacitet til bygningerne. Decentrale lagertanke i bygninger vil næppe blive aktuelle, da de er relativt dyre i forhold til større lagertanke i fjernvarmen og fjernkølingen. For større fjernvarmeforsynede bygninger uden fjernkøling men med grund-

vandskøling og varmepumpe, vil der derimod være mulighed for et fleksibelt elforbrug til den varmepumpe, der skal generere varme til bygningen og fjernvarmen. Den vil kunne optimeres i forhold til elprisen og varmeprisen og eksempelvis kun producere den nødvendige varme til at køle grundvandet ned i vintermånederne, bortset fra perioder med meget høje elpriser.

Det er meget vanskeligt at vurdere det faktiske størrelsespotentiale for anvendelsen af bygninger i Danmark i et smart energi system. En række analyser og demonstrationsforsøg peger samlet set på, at op imod 10 pct. af det samlede spidslast-elforbrug vil kunne gøres "fleksibelt". Energiselskabet SEAS-NV har på baggrund af en række forsøg, hvor elforbrugerne fik et økonomisk incitament til at flytte elforbruget, således vurderet, at der vil kunne "flyttes" ca. 3 GWh el pr. år (svarende til det totale elforbrug i ca. 7.300 husstande) væk fra spidsbelastningsperioder, hvis 10 pct. af husstandene i deres forsyningsområde flytter deres forbrug efter denne prismodel.

Energistyrelsens "Redegørelse om mulighederne for anvendelse af fleksibelt energiforbrug i det danske elsystem" fra 2006<sup>30</sup> anfører derudover, at et fleksibelt energiforbrug i princippet vil kunne påvirke elmarkedspriserne positivt og medføre reducerede forbrugerpriser i størrelsesordenen 150 mio. kr. årligt, ligesom de samfundsøkonomiske gevinster ved fleksibelt elforbrug under en række forudsætninger opgøres til ca. 30 mio. kr. årligt. I 2014 har Teknologisk Institut i en analyse beregnet et teknisk fleksibilitetspotentiale på i alt 500 MW i bygninger i Danmark.

### 6.5.3 Barrierer

Det egentlige potentiale for fleksibilitet i bygninger skal nødvendigvis ses i sammenhæng dels med hastigheden og omfanget af den gradvise overgang til elbaseret energiforsyning (jo større grad af elbaseret forsyning, jo større behov og muligheder for op- og nedregulering) og dels med det konkurrenceforhold, der vil være mellem prisen for fleksibilitet i bygningerne og prisen for fleksibilitet i andre dele af energisystemet.

Under de eksisterende rammevilkår aktiveres markedet for sådanne fleksible ydelser fra slutbrugerne ikke. Dette skyldes som beskrevet, at der ikke sker nogen (tilstrækkeligt høj) prissætning af sådanne ydelser, hvilket atter skyldes, at behovet for at udvikle sådanne fleksibilitetsmekanismer endnu ikke er tilstrækkeligt stort. Hertil kommer som beskrevet en manglende teknologisk modenhed på visse områder.

Det er generelt meget vanskeligt på nuværende tidspunkt at vurdere, om behovet for sådanne mekanismer overhovedet vil opstå – og i givet fald hvornår. Der er ingen tvivl om, at stigningen i anvendelsen af fluktuerende energi de kommende to årtier vil skabe et pres for at udvikle og prissætte forskellige typer fleksibilitetsmekanismer, men dette kan ske på mange måder, og det er efter konsulenternes vurdering langt fra givet, at fleksibilitet i bygningerne vil være den samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssige måde at sikre den nødvendige, kortsigtede fleksibilitet på (i modsætning til den mere langsigtede fleksibilitet, hvor bygningerne bidrager via deres tilslutning til fjernvarme- og fjernkølingsnettene). Undersøgelser fra bl.a. AUC viser således, at flytning af forbrug på husstandsniveau næppe er samfundsøkonomisk forsvarligt, med mindre der er tale om nye forbrug i form af elbiler og varmepumper. Dette illustreres også i energistatistikken, hvor det fremgår, at husstandenes forbrug kun udgør ca. 30 pct. af hele elforbruget på 33 TWh. Potentialet for at flytte forbrug (foruden nye forbrug i elbiler og varmepumper) er i størrelsesordenen 10 pct. dvs. ca. 1 TWh. Derfor vil effekten på vindintegration være begrænset. I det omfang der kommer nye forbrug, og i det omfang man kan få 10 pct. af det nuværende elforbrug til at være fleksibelt, kan det udnyttes af distributionsselskaber til at sikre lokal netstabilitet. Dette vil eksempelvis kunne erstatte behovet for batterier i distributionssystemet.

#### 6.5.4 Løsningsforslag

Udfordringerne i forhold til en integration af bygningsmassen i energisystemet synes som beskrevet primært at ligge i selve elmarkedet. Der vurderes derimod ikke på indeværende tidspunkt at være større, *reguleringsmæssige* udfordringer forbundet med at udvikle fleksibilitetsløsninger i relation til bygningsmassen, da der ikke i dag er egentlige lovgivningsmæssige eller økonomiske barrierer i forhold til at udnytte bygningerne som fleksibilitetsinstrumenter. I en sådan udviklingsproces, hvor flere typer teknologier og løsninger i princippet "konkurrerer" om at komme i spil i et fremtidigt energisystem, er det dog naturligvis væsentligt, at der sker en tilstrækkelig reguleringsmæssig understøttelse af mulighederne for at teste og demonstrere deres værdi på de områder, hvor denne værdi endnu ikke kendes.

Bygningerne som fleksible komponenter vil være et nyt element i et fremtidigt energisystem, og denne mulige rolle afspejles netop derfor ikke alle steder i dag i de eksisterende rammebetingelser. Der kan i denne sammenhæng peges på tre mulige tiltag:

- Bygningsreglementet tager i dag ikke højde for, at der kan være behov for at udnytte fluktuerende energikilder. Det kan derfor overvejes at indarbejde krav i et kommende bygningsreglement om bygningernes energifleksibilitet, eksempelvis ved at fleksibel el med en veldefineret afkoblingsperiode tilgodeses med en lavere faktor i det kommende BR2020. Omfanget af sådanne krav (og dermed den omkostningsmæssige konsekvens) skal naturligvis tilpasses den aktuelle (meget begrænsede) anvendelse af bygningernes fleksibilitet, og kan udvikles trinvis i takt med at bygningernes fleksibilitet eventuelt i stigende grad skal indgå i energisystemet.
- Der kan i Bygningsreglementet endvidere stilles krav om – som et minimum – forberedelse af bygningens tilslutning til fjernvarme og fjernkøling eller til hybrid anlæg eller bygningsbaserede ATES-anlæg, således at grundlaget for en central, ekstern styring af bygningernes energiforbrug er lagt.
- Konkrete initiativer, der omfatter fleksibelt forbrug i bygninger, kan indgå i energiselskabernes energisparsindsats. Det bør naturligvis gælde, at sådanne initiativer både har sigte på et reduceret energiforbrug, og på "flytning" eller lagring af energien. Dermed fremmes mulighederne for at teste nye teknologier og markedsmodeller på dette område, uden behov for yderligere offentlig medfinansiering udover de midler, der allerede er afsat til energisparsindsatsen. Energisparsindsatsen bør generelt fokusere lige så meget på energiens fleksibilitet og kvalitet (eksempelvis lavtemperaturvarme) som på energiens værdi målt i kWh.

## 6.6 Elbiler som lagring og fleksibilitet

### 6.6.1 Baggrund

Elbiler vil af flere årsager kunne spille en central rolle i fremtidens energisystem. For det første kan elbilen indgå som en central del af løsningen på omstillingen af transportsektorens CO<sub>2</sub>-udfordringer. El produceret på vedvarende energikilder vil i princippet i meget vidt omfang kunne erstatte det fossile benzin- og dieselforbrug i den såkaldte "lette transport" (herunder persontransporten), som udgør hovedparten af det samlede transportarbejde. El er for det andet en betydeligt mere energieffektiv ressource i transportsektoren end fossile brændstoffer, hvilket indebærer en samlet energieffektivisering af transportsektoren ved en omstilling. Anvendelsen af el som drivkraft i den lette transport indgår således som en grundantagelse i stort set alle de fremskrivninger og scenarier, der er lavet i både Danmark og udlandet for fremtidens energisystemer.

I forhold til et fremtidigt smart energisystem er det imidlertid særligt to andre aspekter, der er

Centrale. Elbiler vil for det første på sigt kunne være en meget stor aftager af den stigende mængde elektricitet, der vil blive produceret i et smart energisystem. Dermed bidrager elbilerne til at sikre et væsentligt forretningsmæssigt grundlag for den væsentligt udvidede elproduktion, der skal være et kerneelement i sådant system, og kan bidrage markant til omstillingen i den samlede energisektors fra fossile brændsler.

Elbiler kan for det andet i princippet udgøre et meget anvendeligt instrument i forhold den fremtidige *fleksibilitet* i et smart energisystem. Dette skyldes, at elforbruget til opladning af elbilerne i princippet kan være betydeligt mere fleksibelt end elforbruget i de fleste andre sektorer, hvor det *ikke* er muligt blot med kort varsel at afbryde eller justere el-forsyningen. Opladningen af elbiler vil i princippet kunne finde sted på de tidspunkter, der er mest hensigtsmæssige både i forhold til elbilsbrugernes driftsøkonomi og i forhold til det samlede el-forbrug. Opladningen vil således kunne finde sted på tidspunkter, hvor elprisen er lav (dvs. den økonomisk set mest optimale tidspunkt for elbilsbrugeren), eller hvor der er behov at reducere den samlede belastning af el-nettet (eksempelvist i spidsbelastningssituationer). På længere sigt vil elbilernes batterier også kunne fungere som el-lagrings-kapacitet i den forstand, at den el, der lagres i batterierne, kan leveres (sælges) retur tilbage til elnettet, såfremt der i spidsbelastningsperioder opstår behov for det (det såkaldte "Vehicle-to-Grid-system" eller V2G). Dermed reduceres behovet for etablering af yderligere spidslastkapacitet i elnettet. En analyse foretaget af Energistyrelsens Forsøgsordning for Elbiler<sup>vi</sup> viser eksempelvis, at elbilernes batterikapacitet i gennemsnit kun udnyttes 35 % i forbindelse med "normal kørsel". Dermed ligger der i princippet en væsentligt mulighed for at "trække" el fra batterierne til elnettet i spidsbelastningsperioder, uden at dette påvirker elbilsbrugerens anvendelse af elbilen.

## 6.6.2 Potentiale

Den helt centrale fordel ved elbilerne i et smart energisystem er som nævnt den meget store "direkte" fleksibilitet, som et samspil mellem elbiler og elnettet giver. Det bør i princippet være muligt at justere på anvendelsen af el til opladningsformål med meget kort varsel – og det bør i princippet være muligt helt at afbryde anvendelsen i tilfælde af helt ekstraordinære spidsbelastningshændelser. Dette står i modsætning til de fleste andre typer el-anvendelse hos slutbrugere, hvor der oftest vil være behov for enten at fastholde en vis grad af el-anvendelse, eller hvor der vil være behov for (som et minimum) et længere varsel i forhold til ændringer i elforsyningen (boliger, detailhandel, virksomheder). Elbil-brugerne vil naturligvis have en forventning om i meget stor udstrækning at kunne oplade køretøjerne til det nødvendige kørselsbrug på de rigtige tidspunkter, men flere analyser fra bl.a. IEA og Energistyrelsens forsøgsprojekter viser, at det i meget vidt omfang vil være muligt at foretage og justere opladninger af batterierne på tidspunkter, der er hensigtsmæssige i forhold til fx spidsbelastningsperioder på el-nettet.

Analyser fra bl.a. Energistyrelsens elbilsforsøgsordninger viser, at denne normale døgnbelastningskurve for elforbruget i Danmark i meget vidt omfang passer fint ind i den oplader-adfærd, der allerede udvises af elbilssejere, hvor langt hovedparten af opladningerne foretages om natten. En øget anvendelse af elbiler i et fremtidigt energi system vil altså med andre ord *ikke* forudsætte væsentlige behov for ændret adfærd blandt bilejerne.

Andre analyser fra bl.a. Energinet.dk belyser forholdet mellem udbredelsen af elbiler og elnettets kapacitet. Analyserne viser, at det overordnede transmissionsnet (altså det primære elnet) i et scenarie med en bestand af op til 200.000 elbiler ikke vil være unødigt belastet, selv med en ikke-intelligent opladningsprofil. Med et mere intelligent samspil mellem elbiler og elnettet vil det nuværende transmissionsnet altså kunne rumme endnu flere elbiler uden problemer. Samtidig viser analyser fra Energistyrelsen, at der i et smart energisystem med intelligent opladning og i et scenarie med 200.000 elbiler ikke på kort sigt vil være udfordringer i forhold til elproduktionskapaciteten i Danmark (hvilket imidlertid vil være tilfældet i en situation *uden* intelligent opladning). Der er således *heller ikke* væsentlige barrierer her.



Anvendelsen af elbilernes batterier i et smart energisystem rummer visse *teknologiske* forudsætninger. For det første skal der være den nødvendige, centrale intelligente styring af op- og afladning – hvilket kræver installation af intelligente ladere primært i elbilsejernes hjem (da de fleste "transaktioner" mellem el-nettet og bilerne antages at ske i nattetimerne), der kan sikre kommunikation og el-udveksling mellem net og batteri. For det andet skal det sikres, at elbilsbatterierne rent faktisk kan håndtere kravene til at indgå i et smart energisystem. Anvendelsen af batterierne som el-lager vil bl.a. medføre en øget slitage af batterierne. En række forsøg og analyser (bl.a. det danske EDISON-projekt) har demonstreret, at den nødvendige teknologi i stort omfang allerede er til stede i dag. Langt størsteparten af de elbils-batterier, der anvendes i dag, vil kunne indgå i et fleksibelt energisystem (så længe systemet opsættes på en måde, der optimerer anvendelsen af batterierne). Tilsvarende er der allerede udviklet (og i begrænset omfang) anvendt styresystemer, der kan regulere interaktionen mellem elnet og elbils-batterierne, om end sådanne intelligente ladesystemer på grund af de aktuelt manglende kommercielle muligheder endnu ikke er udbredte.

Anvendelsen af elbiler i et smart energisystem vil antageligt også give samfundsøkonomisk god mening. Der vil *alligevel* med de gældende klimapolitiske målsætninger alt andet lige på samfundsniveau skulle investeres væsentligt i en grøn omstilling af transportsektoren frem mod både 2030 og 2050 – og elbilerne forventes at have en central rolle heri. *Udover* disse investeringer vil "følgeinvesteringerne" i at integrere elbilerne i et smart energisystem alt andet lige vil være relativt begrænsede i forhold til andre typer af fleksibilitets- og lagringsinstrumenter (såsom backupkapacitet) – de vil vedrøre investeringer i intelligente lader- og feedbacksystemer, teknologier som allerede i dag er relativt modne og udbredte. En analyse fra Dansk Energi anfører en samlet, positiv samfundsøkonomisk nettogevinst ved en sådan løsning, der primært stammer fra de reducerede udgifter til alternativ back-up kapacitet.

### 6.6.3 Barrierer

Potentialet for anvendelsen af elbiler er som beskrevet stort, og en række tekniske og adfærdsmæssige forudsætninger synes allerede opfyldt i dag. En række *andre* forudsætninger skal imidlertid være opfyldt, før elbilerne kan indtage en sådan rolle i et smart energisystem.

Anvendelsen af elbiler i et sådant system er kun meningsfuld, hvis et tilstrækkeligt stort antal elbiler kan indgå i et sådant "intelligent" (fleksibelt) samspil med el-nettet. Det er ikke muligt forlods at identificere det "nødvendige" antal elbiler (eller batterier), der skal være i operation, før det mængdemæssigt er meningsfuldt at anvende elbilerne aktivt i energisystemet. Dét antal vil afhænge af en lang række andre faktorer, herunder ikkemindst el-nettets alternative muligheder for at regulere elforbruget i op- og nedadgående retning. Der er i både Danmark og andre lande gennemført forsøg med mindre netværk af elbiler, der kobles sammen med el-nettet i intelligente netværk, men disse har dog mere karakter af forsøg og demonstrationsprojekter end egentlige, sammenhængende energisystemer.

En analyse foretaget for Energistyrelsen<sup>xvii</sup> viser, at der – i et scenarie med 200.000 elbiler og en udnyttelsesgrad af batteriet på de omtalte 35 pct. – i gennemsnit vil kunne leveres ca. 2,4 GWh "tilbage" til el-nettet i spidsbelastningsperioder, forudsat batterierne er fuldt opladede. Dette svarer alt andet lige til ca. én times "regulering" af el-nettet i en spidsbelastningssituation. Den mængde el, som batterierne i et sådant scenarie vil kunne *oplagre* i en situation med fx overproduktion, kan ikke opgøres på samme måde, da den vil afhænge af graden af forudgående opladning, men det vil antageligt være den samme mængde, svarende til ca. én times elproduktion fra én af de danske havvindmølleparker.

Der skal med andre ord en ganske stor mængde elbiler til, før de med nogen mærkbar effekt vil kunne indgå som et fleksibelt element i energisystemet. Førnævnte omfang på 200.000 elbiler

må antageligt anses for et nødvendigt antal, før elnet-operatørerne vil kunne anvende elbilerne aktivt som lagringsmedium. 200.000 elbiler svarer til ca. 10 % af det samlede antal biler i Danmark.

*Hovedudfordringen* i forhold til etableringen af et smart energisystem ligger således i udbredelsen af elbiler til større grupper af bilejere, således at der kan skabes en kritisk masse af elbiler i forhold til et smart energisystem.

Det skal i øvrigt påpeges, at indsatsen i forhold til transportsektoren primært vedrører den private vejtransport. Der har fra forskellig side været anført en mulighed for også at lade bl.a. elbusser og eltog indgå i et smart energisystem. Omstillingen af busser og tog til eldrift kan være hensigtsmæssigt ude fra et CO<sub>2</sub>-reduktionsperspektiv, men i relation til et smart energisystem er behovet efter Rambølls vurdering ikke så stort, dels fordi den batterivolumen, der potentielt vil være tale om, er relativt begrænset, og dels fordi fleksibiliteten i væsentligt omfang må antages at være lavere end hos de private elbiler, bl.a. på grund af anderledes kørsels- og lagringsmønstre.

Som beskrevet er en række af de teknologiske forudsætninger i princippet på plads. Men anvendelsen af elbiler som et fleksibelt instrument kræver en række både tekniske og aftalemæssige "transaktioner" mellem elbilsejerne og el-nettet, hvilket udgør en anden væsentlig udfordring.

Hvis en operatør skal have adgang til at oplade og aflade elbilbatterierne i forhold til elnet-behovet, kræves der dels adgang til batterierne og dels tilladelse hertil fra elbilsejerne (der som udgangspunkt ejer den el, der er opladet i batterierne). Hertil kommer, at sådanne transaktioner skal ske i store mængder. Der vil derfor være behov for at udvikle nye markedsmodeller for denne type såkaldt "demand-side management" (DSM). Der skal således etableres et bindeled mellem slutbrugerne (dvs. bilejerne) og elnet-operatørerne., der dels skal indgå aftaler med og sikre betaling til elbilsejerne om at anvende deres biler "aktivt", dels indgå aftaler med elnet-operatørerne om køb/salg af el fra elbilerne (vilkår, pris mv.), og dels sikre etablering af den nødvendige infrastruktur (intelligente ladere, evt. investeringer i de underordnede el-net). Der er ikke reguleringsmæssige barrierer for etableringen af sådanne markedsmodeller i dag, da ejerskabet til el-produktionen, lagringen mv. er klart, og da udgangspunktet for sådanne DSM-modeller bør være *frivillige* aftaler mellem parterne. Det skal dog påpeges, at der muligvis vil kunne opstå reguleringsmæssige udfordringer i de tilfælde, hvor elnet-operatører, der *i øvrigt* opererer på et ikke-kommercielt grundlag, ønsker at indtræde på et DSM-marked. Det må derimod anses for tvivlsomt, om sådanne markedsmodeller vil opstå på kommercielt grundlag før der sker en betragtelig stigning i antallet af elbiler i Danmark, hvorved oplagringskapaciteten bliver relevant for elnet-operatørerne.

Den gradvise indførelse af elbiler er endeligt – som det ofte er tilfældet med nye teknologier – karakteriseret ved en række markeds-mæssige udfordringer og dilemmaer. Et væsentligt dilemma i forbindelse med elbiler er den "hønen-og-ægget-situation", der vedrører lade-infrastrukturen. Elbilernes aktuelle, begrænsede rækkevidde kan indebære visse komfort- og adfærdsmæssige udfordringer for elbilsejerne, på trods af, at analyser fra Energistyrelsen viser, at op imod 90 % af danskernes daglige kørselsbehov vil kunne dækkes med elbilernes nuværende rækkevidde, og den utryghed, der er forbundet med opladningsmulighederne, er ifølge flere analyser en afgørende faktor bag mange bilkøberes fravalg af elbiler. Det er imidlertid vanskeligt at sikre markeds-drevne, private investeringer i lade-infrastruktur, når elbils-markedet har en så beskeden størrelse – og det er *omvendt* vanskeligt at fremme salget af elbiler, når infrastrukturen ikke udbygges tilstrækkeligt. Der er derfor som et minimum behov for en relativt veludbygget oplader-infrastruktur, der kan skabe den nødvendige tryghed for elbilsejerne i forhold til deres løbende kørselsbehov.

Der er reelt sket en væsentlig udbygning af lade-infrastrukturen i Danmark i de senere år, bl.a. med opstilling af ladestandere langs de danske motorveje. Men infrastrukturen er generelt koncentreret i ganske få byområder, og vil ikke være tilstrækkelig til at dække opladningsbehovet for en elbilpark på eksempelvis de 200.000, der er beskrevet som et minimumsscenario i forhold til et smart energisystem. Udbygningen af infrastrukturen er samtidigt sket i takt med konkrete indsatser i geografisk afgrænsede områder. Der eksisterer således ikke i dag en samlet oversigt over eller plan for, hvordan en national, offentlig lade-infrastruktur skal udbredes (geografi, tid, finansiering).

#### 6.6.4 Løsningsforslag

Elbilernes primære funktion i et smart energisystem vil være rollen som *aftager* af vedvarende el, hvilket på sigt bidrager både til den fossile uafhængighed og til at understøtte det samlede, elbaserede energisystem. Elbilernes bidrag til at skabe fleksibilitet i elsystemet er derimod mere udfordret, især fordi den volumen af elbiler, der er nødvendig for at udfylde en sådan rolle i noget væsentligt omfang, er ganske stor. De samfundsøkonomiske omkostninger, der i givet fald er nødvendige for at skabe eksempelvis den ene times fleksibilitet i elsystemet, vil næppe i sig selv stå mål med værdien af denne fleksibilitet i forhold til prisen på en sådan fleksibilitet i andre dele af energisystemet (fjernvarmesystemet, udlandsforbindelser mv.). Det skal i givet fald være værdien af elbilernes rolle i CO<sub>2</sub>-reduktionen udenfor kvotesektoren, der skal give en samfundsøkonomisk balance.

Såfremt man stadig ønsker at fremme udbredelsen af elbiler under de nuværende teknologiske rammevilkår, vil de incitamenter, der kan indbygges i afgiftssystemet, derfor være det centrale instrument. Dette har bl.a. været tilfældet i Norge, som i disse år oplever en meget stor udbredelse af elbiler på baggrund af ikke mindst en række stærke, afgiftsrettede incitamenter. Afgiftsinstrumentet indeholder imidlertid samtidigt en række meget komplekse fordelings-, miljø- og provenumæssige aspekter. Såfremt der ikke er et ønske om eller mulighed for afgiftsmæssige incitamenter for bilkøberne, eller såfremt det vurderes, at anvendelsen af elbiler i et smart energisystem bør ske over en længere årrække i takt med, at teknologiudviklingen gør elbilerne mere konkurrencedygtige i forhold til fossile brændstoffer, vil en mulighed på kortere sigt være en gradvis tillem্পning af de øvrige rammevilkår, der er væsentlige i forhold til at indpasse elbiler i et smart energisystem.

Der er som beskrevet behov for at udvikle nye markedsmodeller og markedsaktører, der kan fungere som bindeled mellem elbilsejerne og elnet-operatørerne (DSM). Da det markeds-mæssige grundlag for sådanne markedsmodeller endnu ikke er til stede, vil en mulighed være, at staten bidrager med finansiering af forsøgs- og demonstrationsprojekter, der skal belyse de forskellige kommercielle og forretningsmæssige aspekter af et sådant DSM-marked (idet de tekniske aspekter som beskrevet i stort omfang allerede er afdækket via andre demonstrationsprojekter).

Et væsentligt rammevilkår for udbredelsen af elbiler er som beskrevet lade-infrastrukturen. Såfremt den beskrevne "hønen-og-ægget-problematik" skal overkommes, vil der - på trods af, at enkelte kommercielle operatører er indtrådt på markedet de seneste ti år - antageligt stadig være behov for offentlig støtte. Staten har igennem de senere år gennem en række tilskudsordninger allerede ydet støtte hertil (ligesom man gennem andre instrumenter har understøttet etableringen af lade-infrastruktur langs motorvejene), og det bør overvejes at fastholde og eventuelt udvide denne type støtte. Et sådant tiltag bør endvidere omfatte en analyse af - og gerne en plan for - det faktiske behov for en lade-infrastruktur i Danmark, under en række givne forudsætninger om bl.a. et minimums-volumen og en geografisk spredning i forhold til et kommende smart energisystem, således at der kan forberedes og gennemføres en gradvis udbygning af denne i takt med indfasningen af elbiler i større omfang over de kommende år.

## 6.7 Forbrugsafkobling

### 6.7.1 Baggrund

Det har i opbygningen af det danske el-system gennem snart 100 år været et bærende princip, at kunderne (el-forbrugerne) til enhver tid bestemte, hvor meget el der skulle produceres eller importeres fra ud-landsforbindelser (Just-In-Time). Resultatet af denne historik er et samlet el-system, hvor el-forbrugerne er vænnet til, at de kan bruge strøm lige når de har lyst; produktionsapparatet leverer præcist den mængde el, der er behov for, og det elektriske transportsystem afspejler distribuerede kunder og centrale produktionsenheder, hvor strøm typisk kun løber én og samme vej i de enkelte delsystemer i nettet.

Det øgede antal decentrale produktionsenheder (vindmøller, gas-motorer og solceller) opstillet i 1990'erne har rokket ved denne filosofi. For hele energisystemet (herunder specielt for el-systemet) gælder der i dag, at det skal balancere hensynet til økonomi, miljø og forsyningssikkerhed. Ved hjælp af bl.a. en ihærdig indsats fra kraftværkernes side med dels at øge de mulige lastgradienter (dvs. mængden af energi, som produktionen kan ændres per minut) og dels tilpasse lavlast-egenskaberne (den teknisk minimumsproduktion) for de centrale anlæg, er det i dag er muligt at håndtere op til næsten 50 pct. vindandel på årsbasis uden blackouts. Uden disse i særklasse reguleringsmæssige egenskaber samt de eksisterende udlandsforbindelser kunne el-systemet formentligt ikke have håndteret i perioder at være drevet 100 pct. af fluktuerende vind- og solenergi og i andre nærliggende perioder at være fuldstændigt afhængig af termisk produktion. Det er i det lys og i lyset af de nødvendige forandringer i forbindelse med omlægning til fossilfri produktion, at det fremtidige el-system skal ses. I dag ved vi med sikkerhed, at sol og vind kan levere en årlig el-produktion, der fuldt ud kan dække det årlige behov. Vi ved også med sikkerhed, at produktionen kun sjældent vil passe med forbruget.

Robustheden af det samlede el-net og den rette balance mellem forbrug og produktion i el-systemet sikres i dag typisk ved enten at regulere på import og eksport af el via udlandsforbindelser, eller ved at lade en del af selve el-produktionen være kontrollerbar via termiske værker. Det er relativt simpelt at opnå en effekt, der i skala udgør en passende stor procentdel af det samlede elforbrug ved at regulere på udlandsforbindelser og/eller på kontrollerbar produktion. Et muligt alternativ eller supplement kan være kontrollerbart og afbrydeligt forbrug, hvor slutbrugerne frivilligt accepterer at få afbrudt elforsyningen i afgrænsede perioder og mod en passende betaling. I Danmark findes der antageligt en del el-forbrugere, der er villige til at lade sig afbryde frivilligt i kortere eller længere tid efter et passende varsel og mod en passende incitamentsafregning. Denne frivillige frakobling af elforbruget (internationalt kendt som "load shedding") er således i princippet en speciel form for incitamentsafregning. Frivillig afkobling af afbrydelige el-forbrugere kan således ses som et værktøj til at opretholde forsyningssikkerheden ved at aktivere forbrugernes fleksibilitet i markederne med henblik på så vidt muligt at undgå ufrivillige (tvungne) frakoblinger.

### 6.7.2 Potentiale

En større udbredelse af incitamentsstyret load shedding i Danmark kan bidrage til at holde el-nettet i balance. Blandt andet opererer Energinet.dk i sine langsigtede scenarier med, at el-forbrugerne aktivt bidrager med henblik på at reducere elforbruget ved risiko for effektmangel eller ekstremt høje elpriser på markedet. Der forventes ifølge Energinet.dk et relativt lavt antal timer med effektunderskud som følge af sjældne hændelser, der kan føre til frivillig (eller i sjældne tilfælde ufrivillig) bortkobling af begrænset antal el-forbrugere.

Potentialet i anvendelsen af load shedding vil antageligt være bestemt af forbrugernes relative effektstørrelse og geografisk placering i el-systemet på distributions- eller transmissionsniveau.

Der vil alt andet lige skulle kobles rigtigt mange små forbrugsenheder på et load shedding system, hvis det skal kunne have en rimelig, balancerende effekt. Der må til gengæld forventes storskalagevinster ved load shedding ved at inddrage frakobling af store forbrugere som fjernvarmeselskaber og kraftvarmeproducenter frem for små el-forbrugere. Kraftvarmeværker og fjernvarmeværker har både en stor fleksibilitet og et væsentligt gevinstpotentiale i forhold til små el-forbrugere.

Det er i sagens natur vanskeligt at estimere, hvor meget effekt, der i givet fald skal indgå i et samlet load shedding-system, hvis det skal bidrage til at balancere elsystemet – dette vil afhænge af hvilke andre balanceringsinstrumenter, som elnettet vil have til rådighed prisrelationen mellem disse, og af de konkrete målsætninger for balanceringen (dvs. hvor langvarige eller udbredte afbrud, der accepteres).

Potentialet i load shedding i et smart energi-perspektiv kan således bestå i en række mulige gevinster. Load shedding vil give netoperatørerne en øget reguleringsmulighed ift. effektilstrækkelighed og systembalance mellem el-produktion og el-forbrug samt en teknisk reguleringsmulighed ift. stabilitet for det danske el-system. Det kan betyde en mere robust infrastruktur for el-transmission og el-distribution, der kan håndtere kritiske fejl og driftsforstyrrelser uden omfattende strømsvigt, hvorved risikoen for større frakobling af ikke-fleksible forbrugere reduceres. Og det kan samtidigt reducere behovet for drift af og investeringer i mellemlast- og spidsplastkraftværker, samt reducere behovet for infrastrukturinvesteringer i nye anlæg og netforstærkninger for el-transmission og el-distribution.

De effekt- og netreguleringsmæssige effekter kan som nævnt også opnås på andre måder. Den primære værdi af load shedding kan derfor antages primært at bestå i de samfundsøkonomiske gevinster, der kan være i load shedding, hvor omkostningerne til incitamentsbetaling og intelligent styring muligvis kan være konkurrencedygtige i forhold til andre former for balancering af elnettet (investeringer i og vedligehold af reservekapacitet, udlandsforbindelser mv.). Ifølge en række scenariefremskrivninger, der er udarbejdet af Energinet.dk, kan den årlige samfundsøkonomiske gevinst ved load shedding blive ganske betragtelig. Den fremkommer især via besparelsen i systemomkostninger.

### 6.7.3 Barrierer

Load shedding er ikke et instrument, der hidtil har været anvendt i hverken Danmark eller andre europæiske lande. Det kendes i dag primært fra USA. Danskerne er derimod som beskrevet gennem mange år vænnet til en meget høj forsyningssikkerhed i elforsyningen, som det må antages ønskes fastholdt også i de kommende årtier.

Der vil dog som beskrevet være en række både store og små elkunder, der antageligt vil være interesserede i at indgå aftaler om frivillig load shedding mod passende betaling. Dette forudsætter for det første, at der fremover etableres et egentligt marked for sådanne fleksibilitetsydelser, hvorved der kan etableres en egentlig værdi af sådanne ydelser (dvs. en værdi der afspejler omkostningen ved alternative måder at balancere elnettet på). Det forudsætter dernæst, at der etableres hensigtsmæssige markedsmekanismer, der kan formidle frivillige load shedding aftaler mellem elkunderne og elnetoperatørerne (såkaldte "kommercielle aggregatorer"), i hvert fald i relation til små og mellemstore kunder. Disse udfordringer er på mange måder identiske med de udfordringer, der eksisterer i andre af de løsninger, der indgår i denne rapport i relation til den fremtidige, "tværgående" prissætning af fleksibilitet i energisystemet.

"Load shedding" forudsætter endvidere investeringer i smart grid løsninger for hel eller delvis frakobling af afbrydelige el-forbrugere baseret på kendt teknologi og produkter, som komfort- og prismæssigt vil have en marginal konsekvens for kunden. Sådanne centralt styrede smart grid-løsninger vil også indebære andre fleksibilitetspotentialer for både netselskaberne og kunderne,

da der udover load shedding-muligheden vil være muligheder for et fleksibelt elforbrug, hvor dele af elforbruget flyttes fra perioder med høje elpriser til lave elpriser. Dette tiltag kræver langsigtet prioritering og udvikling af fælles Smart-Grid teknologiplatforme i regi af Energinet.dk og relevante el-distributionselskaber.

Der vil endeligt være en række reguleringsmæssige udfordringer forbundet med load shedding-løsninger, herunder antageligt behov for en tilpasning af elforsyningsloven og tilhørende regulering. Såfremt load shedding ikke mindst af samfundsøkonomiske grunde i fremtiden anses for at være et anvendeligt instrument, er der dog antageligt tale om relativt begrænsede reguleringsmæssige behov.

#### 6.7.4 Løsningsforslag

Load shedding er som beskrevet et nyt instrument, der kan tages i anvendelse, og som kan rumme en række samfundsøkonomiske gevinster. I en dansk kontekst bør det givetvist kun implementeres i det omfang, dette kan ske på et frivilligt grundlag. Den væsentligste udfordring i dag synes at være vanskeligheden ved en egentlig prissætning af sådanne instrumenter i sammenligning med andre instrumenter, der kan levere samme fleksibilitet og balancering af elsystemet, da dette er en forudsætning for overhovedet at etablere et load shedding marked. Det er de samme overvejelser, der aktuelt indgår og analyseres i regi af blandt andet partnerskabet om "Markedsmodel 2.0"<sup>xviii</sup>. Det kan i denne sammenhæng overvejes at analysere forhold som betalingsvillighed, prisscenarier og mulige effektpotentialer hos forskellige slutbruger kategorier i forskellige scenarier og på den baggrund analysere de samlede samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster.

## 6.8 Compressed Air Energy Storage

### 6.8.1 Baggrund

CAES anlæg udgør en mulighed for lagring af store mængder elektricitet som trykluft. Teknologien er specielt velegnet i lande uden mulighed for vandkraft, herunder pumpekraft, og med geologiske muligheder for udskylning af kaverner, hvor luften opbevares. Traditionelle CAES anlæg er en modificering af den simple gasturbine teknologi, som går ud på, at anvende billig elektricitet til at lagre komprimeret luft under jorden. Luften, som er lagret under jorden, kan derefter opvarmes ved hjælp af gas (hvilket får luften til at ekspandere) og drives igennem en gasturbine, der genererer elektricitet. Andre typer CAES genbruger varmen fra komprimeringen af luft til opvarmning ved produktion af elektricitet og kræver dermed ikke tilførsel af gas. Sådanne teknologier har en betydelig højere virkningsgrad, men er endnu ikke implementeret kommercielt<sup>xix</sup>.

CAES anlæg baseret på gasturbineteknologien er en kendt teknologi, som er både anvendelig og driftssikker. Til trods for dette findes der kun få anlæg i drift i dag, heriblandt et anlæg i Tyskland og et i USA med kapaciteter på hhv. 390 MW og 110 MW. I andre EU lande arbejdes der også med etablering af CAES anlæg, og senest har Gaselectric i Irland modtaget EU støtte til etablering af et anlæg. I Danmark er teknologien blevet vurderet, men på grund af overkapacitet af konventionelle kraftværker og anlæg af nye kabelforbindelser til Norge, Sverige og Tyskland har der i de senere år ikke været store udsving i markedsprisen for elektricitet, hvilket reducerer grundlaget for sådanne løsninger. Det kan imidlertid ikke afvises, at der fremover – bl.a. på baggrund af de økonomiske konjunkturer og den omstilling af energisystemerne, der sker i en række europæiske lande i de kommende år - igen vil komme større udsving i elpriserne, hvilket igen kan forbedre rammebetingelserne for sådanne anlæg.

Der ses således en stigende interesse for sådanne anlæg flere steder i Europa, hvilket også har bidraget til at der det seneste årti er blevet udviklet CAES anlæg med højere virkningsgrader. CAES anlæg bør derfor løbende vurderes som en potentiel måde at lagre energi i det danske energisystem.

### 6.8.2 Potentiale

Danmark har specielt gode geologiske betingelser for etablering af CAES anlæg, da der findes mange salthorste, der er velegnede til etablering af kaverner under jorden, hvor den komprimerede luft kan lagres. Salthorstene er primært lokaliseret i Nordjylland, som har en stor produktion af vindkraft. Der er derfor potentielt gode synergimuligheder mellem CAES anlæg og vindkraft.

CAES anlæg er velegnet til lagring af elektricitet i mellemlange perioder og har desuden en række andre funktioner som lagring af elektricitet fra perioder med lave til perioder med høje elpriser, som reservekraft, black-start m.v.

CAES anlæg er særligt velegnede til at producere el i perioder med høje priser og absorbere elektricitet i perioder med lave priser. Størrelsen af anlæg vil typisk være 200–500 MW, svarende til op imod 10 pct. af Danmarks elforbrug i en time. Lagringspotentialet er naturligvis afhængigt af, hvor store kaverner der etableres, men kan typisk svare være elproduktionen i et par døgn i Danmark.

### 6.8.3 Barrierer

I de senere år har der i Danmark kun været få perioder med høje og meget høje priser, hvilket underminerer behovet for CAES anlæg. Det skyldes en kombination af mildt klima med megen nedbør, og at der i løbet af det sidste årti er etableret en række nye elforbindelser til udlandet, bl.a. Storebæltskablet i 2010 og et nyt kabel til Norge i 2014. Desuden er kapaciteten af forbindelserne fra Danmark til Tyskland og Sverige blevet forøget, ligesom solenergi i bl.a. Tyskland har medvirket til at reducere visse af de store elprisudsving. Også konkurrencen med vandkraft og i fremtiden muligvis også med andre større lagringsinstrumenter så som power-to-gas-løsninger er en væsentlig faktor. Der kan dog som nævnt være forhold, der i de kommende år kan bidrage til mere fluktuerende elpriser. CAES anlæg er specielt velegnede i et marked med meget høje elpriser i kortere perioder, da de er økonomisk afhængige af forskelle i elpriser. Specielt meget høje priser i kortere perioder vil forbedre økonomien.

En væsentlig økonomisk barriere er endvidere, at det store elforbrug til komprimering af luften i et CAES anlæg i dag vil blive beskattet, da det ikke afgiftsmæssigt defineres som en integreret del af el produktionen.

Teknologisk er der tale om reetablering af en teknologi, da der kun findes få anlæg i verden. Der er derfor en teknologisk risiko. Herudover er den lave virkningsgrad i CAES anlæg en teknologisk barriere, men med etablering af genindvinding af varme o.l. er det muligt at forøge denne. Producenter af gasturbiner har dog vist sig at være mindre interesserede i at fremstille specialprodukter, som der er behov i en turbine, der skal indgå i et CAES anlæg, netop fordi markedsgrundlaget har været så usikkert.

Endeligt skal det anføres, at det af miljømæssige årsager har vist sig vanskeligt at få tilladelse til udskylning af kaverner.

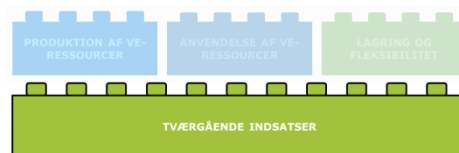
#### 6.8.4 Løsningsforslag

CAES anlæg er som beskrevet omgivet af en række barrierer af både konkurrencemæssig, økonomisk, teknologisk og miljømæssig karakter. Ikke desto mindre kan sådanne anlæg have væsentlige potentialer i et fremtidigt smart energisystem i kraft af den store volumen, disse anlæg kan rumme i relation til mellemlang lagring og regulering af el-systemet, og i kraft af den store volumen el, der kan anvendes hertil i perioder med lave elpriser. Som beskrevet er det derfor en teknologi, der skaber væsentlig interesse i flere lande.

Det er ikke en lagrings- og fleksibilitetsteknologi, der vil være relevant i Danmark indenfor det nærmeste årti. Men i lyset af den udvikling, der finder sted i både de teknologiske og økonomiske rammer for sådanne anlæg, er det et område, der bør følges også i Danmark. En mulighed vil være en analyse af de både selskabs- og samfundsøkonomiske aspekter af CAES anlæg i Danmark, evt. som et led i en kommende forsyningssikkerhedsstrategi, hvori der kan indgå med scenarier for større elprisfluktuationer i det europæiske el-marked i længere perioder.



## 7. TVÆRGÅENDE INDSATSER



Indretningen af et fremtidigt smart energisystem rejser en række mere tværgående temaer, der relaterer sig til styringen, organiseringen og reguleringen af det samlede energisystem. I dette kapitel drøftes de tværgående temaer og udfordringer, der efter konsulenternes vurdering er væsentlige at håndtere indenfor en kortere årrække. Det drejer sig om følgende områder:

- Anvendelse af data i et smart energisystem
- Strategisk energiplanlægning
- Værdisætning af lagring for fleksibilitet

### 7.1 Anvendelse af data i et smart energisystem

#### 7.1.1 Baggrund

To særlige karakteristika vil være gældende for et smart energisystem:

En første, afgørende forskel på det eksisterende, samlede energisystem og et fremtidigt smart energisystem er graden af *sammenhæng* mellem komponenterne i systemet. Et smart energisystem fordrer alt andet lige en betydeligt mere integreret planlægning og eksekvering – såvel *horizontalt* i energisystemet mellem de forskellige forsyningsarter og forbrugsarter, som *vertikalt* fra energiproduktionen, via konverteringen af energien, videre via distributionen til slutforbrugsleddet.

En anden, central forskel vil være behovet for *intelligent styring* af såvel produktion som distribution og forbrug. Dette gælder for flere typer af behov, herunder disse:

- Et system med fluktuerende energikilder fordrer som tidligere beskrevet, at der i energiforsyningen løbende kan skiftes mellem energiforsyningstyper – enten i længere sæsonudsving eller i kortere intervaller (ved kortvarige forsyningsvigt eller ved høje/lave priser).
- Den løbende balancering af el-nettet afføder (som i dag) et behov for at kunne trække på kortvarige regulérkraft-ydelser, men behovet vil antageligt vokse i takt med stigende mængder fluktuerende VE.
- De enkelte energiproducenter vil have behov for løbende at tilpasse hhv. produktion, lagring af energien og anvendelse af lagret energi i takt med udsving i efterspørgslen og prisudviklingen på de enkelte delmarkeder.
- Der vil i et smart energisystem skulle anvendes en bredere vifte af oplagrings- og fleksibilitetsinstrumenter end tilfældet er i det nuværende energisystem. Dette forudsætter en fleksibel adgang til og styring af disse instrumenter, både på centralt og decentralt niveau.
- Inddragelsen af slutbrugerleddet som en aktiv del af energisystemet til lagrings- og fleksibilitetsydelser forudsætter en central styring af de mange enkeltelementer i slutbrugerleddet (biler, bygninger mv.).

#### 7.1.2 Potentiale

En øget tværgående brug af data og viden mellem forsyningsområderne kunne have en række anvendelser i et smart energisystem. En anvendelsesmulighed er den intelligente styring af energisystemerne. I det omfang der skal ske en fælles, integreret udbygning eller tilpasning af energiforsyningen (enten i et geografisk nær område eller i en tværgående infrastruktur), vil en anden

mulighed kunne være en fælles planlægning og implementering (eksempelvist etablering af fysisk infrastruktur), som samtidigt vil kunne forbedre det forretningsmæssige grundlag for sådanne investeringer.

Data-adgang og data-anvendelse spiller således en central rolle i mange analyser af og modeller for smarte energi systemer. Fokus er generelt især på behovet for og potentialerne i de data, der vedrører slutforbruget. Udover at kunne understøtte slutbrugernes rolle som "fleksibilitets- og lagerleverandører" kan intelligent data mellem energileverandører og slutbrugere også bidrage til at optimere slutbrugernes energianvendelse, ligesom adgang til sådanne data i større omfang (eventuelt i kombination med andre typer data i såkaldte "big data-løsninger") for tredje parter kan bidrage til etableringen af nye markeder og forretningsområder. Et eksempel kunne være såkaldte "aggregatorer" – virksomheder der på vegne af en større kreds af slutbrugere (fx elbilsejere) handler fleksibilitetsydelse med energiselskaberne. Der er som tidligere beskrevet gennemført en række forsøg med sådanne integrerede, intelligente systemer, bla. Edison-projektet på Bornholm, hvor en række slutbrugere (bygninger og elbiler) i en forsøgsperiode indgik som aktive, fleksible enheder i den overordnede energiforsyning.

En vis grad af dataunderstøttet "intelligent styring" i energisystemet finder sted allerede i dag, om end med store variationer mellem de forskellige forsyningssektorer. Kravet om intelligente elmålere indebærer en løbende udrulning af disse, hvilket giver net-selskaberne adgang til dels at levere valide afregningsdata til datahubben, og dels til en løbende optimering af driften af el-nettet (over- eller underbelastninger, fejlmeldinger, flaskehalse mv.). Hertil kommer adgangen for slutbrugeren til selv at udtrække forbrugsdata, der kan anvendes til egen-optimering af elforbruget. Der er tilsvarende udviklet såkaldte intelligente målere også på varme- og gasområdet, om end disse ikke endnu anvendes eller tilbydes i samme udstrækning som elmålerne.

### 7.1.3 Barrierer

Der er fra mange sider peget på, at en tværgående adgang til data, som er bredere end den adgang, der eksisterer i dag, er en nødvendig forudsætning for at realisere dette potentiale, og at både juridiske og økonomiske barrierer i dag hindrer en sådan udvikling. De juridiske barrierer knytter sig angiveligt primært til de grænser, der er sat både nationalt og EU-retligt for udvekslingen af persondata, jf. ikke mindst den nye revision af EU's persondataforordning. De økonomiske barrierer knytter sig især til vanskelighederne ved at skabe det nødvendige forretningsmæssige grundlag for at indsamle og anvende sådanne data.

Det er imidlertid efter konsulenternes vurdering aktuelt vanskeligt i dag at pege på konkrete *reguleringsmæssige* barrierer for, at en sådan udvikling kan finde sted.

Det er for det første endnu ikke blevet godtgjort eller afklaret, præcist hvilke typer data der *reelt* vil være behov for i relation til en "intelligent styring" af energiforbruget hos slutbrugerne, herunder om der overhovedet er behov for at dele personhenførbare data. En central og fleksibel styring af energiforbruget hos eksempelvis en gruppe bygnings- eller elbilsejere fordrer ikke nødvendigvis adgang til detaljerede energiforbrugsdata hos disse ejere. En aktør, der som "aggregator" ønsker at udvikle services indenfor eksempelvis "bundling" af fleksibel energi fra slutbrugere, vil oftest kun have behov for data på et aggregeret niveau, og der kan i sådanne tilfælde antageligt indlægges filtre i den dataadgang, som en sådan virksomhed vil få. Den adgang til data fra intelligente elmålere, som net-selskaberne har under den eksisterende regulering, og som selskaberne anvender i den løbende optimering af el-nettet, har således *ikke* nødvendiggjort særskilt regulering i forhold til dataadgang.

Da der således ikke endnu er klarhed over præcist hvilke datatyper, der i givet fald vil kunne (eller skulle) anvendes, er det for det andet meget vanskeligt at afgøre, hvorvidt der overhovedet vil være tale om den type personhenførbare oplysninger, der er omfattet af EU-forordningens

bestemmelser. Dertil kommer, at der med persondatareguleringen ikke nødvendigvis er tale om barrierer, men snarere en række krav, som skal overholdes, hvis man ønsker at anvende persondata i forbindelse med løsningerne.

Et tredje aspekt vedrører behovet for en egentlig, "regulerings sikret" adgang til sådanne data. I relation til de intelligente elmålere er reguleringen allerede i dag udformet sådan, at den enkelte bygningsejer selv kan indgå en kontraktbaseret aftale med en tredjepart om adgang til bygnings-ejerens målerdata. Det synes at være en rimelig antagelse, at sådanne aftalebaserede former vil kunne udbredes også til andre datatyper i forskellige honoreringsmodeller. En egentlig regulering på området ville i så fald kun kunne baseres på et ønske om at reducere "data-købernes" omkostninger til indsamling af disse data.

Det synes endeligt svært at identificere reguleringsmæssige barrierer i det *horisontale* samspil mellem energiselskaberne. De data, som selskaberne vil have behov for at dele og udveksle i relation til et tværgående samarbejde, vil antageligt næppe være på et så detaljeret niveau, at det vil omfatte personhenførbare oplysninger. Egentlige "kundeoplysninger", der i givet fald kunne have en vis kommerciel værdi at udveksle, er naturligvis i dag omfattet af beskyttelsen i persondata-reguleringen, og der ses ingen grund til at ændre i dette vilkår i relation til et smart energisystem.

Der kan derimod eksistere *andre* typer af barrierer i forhold til dataanvendelsen. Det er således vanskeligt i dag at se et egentligt forretningsmæssigt grundlag for en øget adgang til data-anvendelse – de investeringer, der i givet fald skal gøres for at indsamle og anvende sådanne data, står med andre ord ikke i dag mål med den forretningsmæssige værdi af sådanne data.

Dette er der flere naturlige grunde til. De "kunder", der vil kunne have gavn af sådanne data, vil som beskrevet potentielt kunne findes i flere sektorer – både netselskaber, energiselskaber og andre kommercielle aktører. Men på ingen af disse områder eksisterer der i dag et egentligt, konkurrencebaseret marked for den type ydelser, der vil kunne leveres ved hjælp af sådanne data. I det eksisterende energisystem er der ikke endnu et behov for den type fleksibilitetsydelser, som kan leveres fra slutbrugerleddet, og derfor ikke noget egentligt marked. I takt med at et sådant behov med tiden kan opstå (jf. de tidligere afsnit om lagring og fleksibilitet), vil der også kunne ske en egentlig værdisætning af sådanne ydelser, og i det omfang sådanne slutbrugerbaserede ydelser er konkurrencedygtige med andre typer regulérkraft, må det antages, at det forretningsmæssige grundlag vil kunne etableres. Det vil til den tid kunne afklares, hvorvidt omkostningerne til etablering af sådanne ydelser har en sådan karakter, at de ikke kan håndteres i en normal, markedsbaseret model og hvilke reguleringsmæssige tiltag, en sådan situation i givet fald vil give anledning til. Men aktuelt synes der ikke her at være behov for egentlige reguleringsmæssige tiltag.

Det skal pointeres, at værdien af data fra slutbrugerleddet *kan* øges af andre veje. Denne type data vil således antageligt kunne have en vis værdi i en *energieffektiviserings-sammenhæng* (der som beskrevet ikke direkte er en del af et smart energisystem). Indfrielsen af de nuværende politisk fastsatte mål for energieffektiviseringsindsatsen, der primært udmøntes via energiselskabernes energispare-indsats, synes på flere måder udfordret prismæssigt, dels fordi en række relativt billige energibesparelsesområder synes udtømt, dels fordi incitamentet og business casen for yderligere energibesparelser er dalende i takt med bl.a. faldende energipriser. Flere analyser peger imidlertid på, at der stadig eksisterer et ganske stort besparelspotentiale både på bygningsområdet og i danske virksomheder, og at der stadig i mange tilfælde er tale om positive business cases for disse besparelser. Som beskrevet i det indledende kapitel bør det således også *fremover* være en central præmis for et fremtidigt dansk energisystem, at der fortsat sigtes mod en stor grad af energieffektivisering også i slutbrugerleddet. I denne sammenhæng kan mere detaljerede data om forbrugsadfærd i høj grad bidrage til, at energiselskaber og andre aktører på området kan målrette og segmentere deres indsatser mod særligt potentielle områder. For inde-

værende synes værdien af en øget adgang til slutbrugerdata med henblik på en styrket energieffektiviseringsindsats dog ikke på nogen måde at kunne opveje værdien af hverken investeringerne i eller de mulige juridiske udfordringer ved en sådan adgang.

#### **7.1.4 Løsningsforslag**

Da der som beskrevet efter konsulenternes vurdering ikke aktuelt synes at være væsentlige barrierer i relation til data-adgang og data-delning, er der heller ikke grundlag for at pege på eventuelle løsninger. Der vil dog som beskrevet være behov for at følge udviklingen i relation til eventuelle hindringer i en fremtidig anvendelse af data, i takt med at behovet for – og dermed markedet for – fleksible ydelser udvikles.

## **7.2 Strategisk energiplanlægning**

### **7.2.1 Baggrund**

Den seneste store omlægning af det danske energisystem fandt sted i 1980'erne, hvor den landsdækkende varmeplanlægning var hovedårsagen til, at det lykkedes at gennemføre en samfundsøkonomisk fornuftig og omfattende omstilling fra olieforsyning til fjernvarme baseret på overskudsvarme, og til en helt ny naturgasinfrastruktur. Omlægningen skyldtes ikke mindst, at selve planlægningen og implementeringen af projekterne fandt sted i et tæt statsligt-kommunalt samarbejde og omfattede en integreret planlægning for fjernvarme, naturgas, affaldsvarme og el i form af kraftvarme.

Samarbejdet bestod af en række enkeltdele, hvor bl.a. relevante ministerier fjernede en række reguleringsmæssige barrierer, Energistyrelsen sikrede et tæt samspil mellem varme- og affaldssektorerne via godkendelser, amterne bidrog til den tværgående kommuneplanlægning, kommunerne etablerede de kommunale og tværkommunale selskaber, der var nødvendige for at kunne implementere planerne, og lokale samordningsgrupper var krumtappen for den lokale koordinering og videndeling, med deltagelse af kommuner, selskaber, region og Energistyrelsen, samt selskabernes og kommunernes rådgivere. De grundlæggende principper i Varmeforsyningsloven var dels, at alle eventuelle overskud fra varmforsyningen skulle tilfalde varmemeforbrugene, og dels muligheden for, at kommunerne kunne engagere sig på forbrugernes vegne, hvor forbrugere ikke var klar til det. Disse principper var afgørende for, at hele finansieringen af både gasprojektet, affaldsvarmen og fjernvarmen skete så billigt som muligt.

Som tidligere beskrevet er den omstilling til et smart energi system, der skal ske de kommende årtier, på mange måder endnu mere kompleks, da den omfatter en endnu videre integration af komponenterne i energisystemet, både horisontalt (mellem forsyningssektorerne) og vertikalt (fra produktion over distribution og forbrug af energi). Fremover skal samarbejdet ikke kun omfatte varme-, affald-, gas- og el-sektorerne, men også fjernkøling, vandforsyning, spildevand, bygningsejerne og transportsektoren, og et endnu mere komplekst samspil mellem elsektoren og de øvrige sektorer. Disse udfordringer forudsætter et tæt, strategisk samarbejde mellem de forskellige myndigheder og de forskellige forsyningsarter.

### **7.2.2 Potentiale**

Der er næppe tvivl om, at etableringen af et smart energi system med den grad af gensidig afhængighed mellem aktørerne, dette vil kræve, forudsætter et meget tæt samarbejde mellem stort set alle både private parter og offentlige myndigheder. Det er naturligvis ikke muligt i nogen kvantitativ forstand at opgøre de mulige "potentialer" ved et styrket samarbejde, men det er

påfaldende, at det manglende, tværsektorielle samarbejde i dag opfattes som en central barriere for smarte energi løsninger af næsten alle parter på området.

### 7.2.3 Barrierer

Et tæt, strategisk samarbejde om energiplanlægningen vil være udfordret på flere områder. En central barriere er, at de forskellige forsyningsområder og infrastrukturområder er underlagt vidt forskellige økonomiske og reguleringsmæssige rammevilkår. Visse områder er naturlige monopoler, hvor andre er markedsgjorte. Dette har betydning både for ejerskabskredsen og for den økonomiske regulering i de enkelte sektorer, og medfører af naturlige årsager, at de enkelte virksomheder ofte drives efter forskellige økonomiske og forsyningsmæssige principper, der tilsammen skal sikre en samfundsøkonomisk og miljømæssig bæredygtig udvikling af sektorerne, og en hensigtsmæssig prissætning af selskabernes ydelser for forbrugerne. Adgangen til at opbygge og anvende et økonomisk overskud til investeringer varierer eksempelvis væsentligt mellem sektorerne, ligesom vægtningen mellem økonomiske og miljømæssige faktorer i investeringer vil variere. Sådanne modsatrettede hensyn kan eksempelvis præge samspillet mellem fjernvarme-, gas- og affaldssektorerne.

Private virksomheder, som har en naturlig målsætning om at skabe et økonomisk overskud i et konkurrencepræget område, kan finde det vanskeligt at indgå i et åbent samarbejde med andre virksomheder. Sådanne virksomheder vil ofte have et meget begrænset incitament til at dele data og forretningsnær viden med andre virksomheder, hvilket kan hæmme en fælles, langsigtet planlægning. Private selskaber, der stiler mod en høj forrentning af deres investerede kapital og en kort tilbagebetalingstid, er ligeledes ikke i alle tilfælde motiverede for at investere langsigtet i en infrastruktur, der har en så lang levetid, som tilfældet ofte er på energiområdet. Særskilte forsyninger kan således altid have forskellige interesser, især når de har forskelligt ejerskab; f.eks. kan et forbrugerejet forsyningselskab godt ønske en anden investeringsprofil end et kommunalt ejet selskab, fordi ejerne har et forskelligt perspektiv på, hvornår og hvordan der bør reinvesteres – og både forbrugerejede og kommunale selskaber kan have andre perspektiver på investeringsbehov end private virksomheder.

Kommunalt ejede forsyninger vil således eksempelvis kunne have en tendens til at underinvestere med henblik på at holde forsyningstaksterne i ro, hvilket kan være væsentligt i forhold til fx kommunens attraktivitet som bosted og i forhold til etablering af nye virksomheder – og i andre tilfælde kan der være tendenser til overinvesteringer på områder, der er præget af beskæftigelsespotentialer, politiske målsætninger (så som investeringer i biomasseanlæg før tidligere investeringer er afskrevet) eller klimapolitiske tiltag.

Et andet eksempel på modsatrettede hensyn kan være de aftalemæssige bindinger, der kan findes på visse forsyningsområder. På forsyningsområdet anvendes meget lange aftaler, ofte op imod tyve år. I mange af de nye varmetaftaler er det et krav, at varmetaftageren forudbetaler alle de faste omkostninger (såkaldt "straksbetaling"). Sådanne bindinger er naturligvis udtryk for visse økonomiske hensyn hos leverandøren, men de kan samtidigt gøre det vanskeligt at få nye varmeproducerende anlæg ind i fjernvarmenettet. Hvis der ikke er straksbetaling, er det i nyere varmetaftaler almindeligt, at de faste omkostninger hos varmetaftagerne skal betales ud fra deres varmebehov og ikke deres varmetaftag. Dette gør det tilsvarende vanskeligt med nye varmekilder, f.eks. varmepumper fra rensningsanlæg, der leverer ind til et fjernvarmenet, som skal betale den oprindelige varmeleverandør uanset varmetaftag. Prisen, som fjernvarmeselskabet kan tilbyde at betale for varmen fra spildevandsselskabet, er dermed så lav, at det ikke er tilstrækkeligt til at dække spildevandsselskabets investering i varmepumpen. Fjernvarmeselskabet vil således

foretage en sammenligning mellem hvad varme fra spildevands-selskabet koster, og hvad der er den variable varmepris (uden de fasteomkostninger der skal betales under alle omstændigheder) fra den oprindelige varmeleverandør.

De mange modsatrettede hensyn til både selskabsøkonomi, forbrugerpriser, samfundsøkonomi og miljøhensyn har overordnet betydet, at det reguleringsmæssige grundlag for energisektoren i dag er utroligt komplekst og præget af en lang række særreguleringer, oftest med en særlovgivning for hvert enkelt forsyningsområde. Reguleringen sætter ofte klare rammer for mulighederne for aktører i én sektor for at bevæge sig ind i andre forsyningssektorer (eksempelvist krav om særskilte regnskaber, hvile-i-sig-selv-principper, selskabsgørelse, og modregning af bloktilskud), primært styret af konkurrenceretlige hensyn og kommunalfuldmagten. Det må forventes, at der også i de kommende år vil ske en reguleringsmæssig styrkelse af disse væsentlige hensyn. Den stigende liberalisering og konkurrenceudsættelse, der har fundet sted indenfor en række energisektorer de seneste tyve år, har antageligt betydet en samfundsøkonomisk gevinst i form af bl.a. effektiviseringer og (i visse sektorer og når der ses bort fra afgiftsudviklingen) lavere forbrugerpriser, men indebærer således samtidigt en stigende udfordring i relation til tværsektorsamarbejder.

Begrebet "*multiforsyning*" (dvs. forsyningselskaber der opererer indenfor to eller flere forsyningsområder) er et eksempel på dette dilemma. Det er fra flere sider blevet påpeget, at multiforsyningselskaber kan være en del af svaret på udfordringen med behovet for et tæt, tværgående samarbejde mellem forsyningsområderne, dels fordi afvejningen af de forskellige hensyn (forbrugerhensyn til kvalitet og priser (vel at *mærke på tværs af varme-, køling-, vand-, spildevand- og affaldsområderne*), ejerskabshensyn til overskud og samfundsøkonomi og miljøeffekter) vil kunne ske i én samlet organisation, dels fordi dette kan skabe klarere roller i relation til skellet mellem drifts- og myndighedsopgaver, og dels fordi der kan høstes stordriftsfordele ved en fælles planlægning. Multiforsyninger indebærer imidlertid også netop en risiko for, at adgangen for andre operatører til at agere på forsyningsområderne begrænses, ligesom de paradoksalt nok kan indebære, at fx kortsigtede, økonomiske hensyn, der ikke nødvendigvis er optimale i forhold til fx et smart energi system, prioriteres først. Dermed opstår et modsætningsforhold mellem den type effektivisering, der kan være resultatet af en tættere selskabsmæssig integration på den ene side, og den effektivisering, der kan være resultatet af en videre liberalisering af de enkelte markeder på den anden side.

Det er efter konsulenternes opfattelse på ingen måde givet, at den eksisterende sektorregulering *i sig selv* er hindrende for udviklingen af integrerede, samfundsøkonomisk fornuftige løsninger på tværs af sektorer og interesser.

For det første kan det konstateres, at sektorreguleringen ikke *i sig selv hidtil* har forhindret etableringen af mange offentligt ejede multiforsyningselskaber, omend den kan have påvirket den interne struktur i sådanne multiforsyninger, f.eks. ved oprettelse af særskilte datterselskaber for forskellige forsyningsarter. Der eksisterer – og etableres i disse år – multiforsyninger i en række kommuner. Forudsætningen er naturligvis, at etableringen sker indenfor rammerne af den økonomiske regulering og de konkurrencemæssige hensyn heri. Etableringen af et multiforsynings-selskab kan derudover ske på mange måder og med mange motiver – fra simple koncerndannelser uden yderligere integration (eventuelt blot med relativt simple storskalafordele) til egentligt integrerede selskaber. Det er med andre ord i det omfang, at multiforsyningskonstruktionen rent faktisk kan understøtte en "smartere" energiplanlægning, at det giver værdi i et smart energiperspektiv.

For det andet kan det konstateres, at der – som tidligere beskrevet – rent faktisk finder et tæt samarbejde sted mellem forsyningssektorerne på en række områder, hvilket er sket – og sker – under de eksisterende, reguleringsmæssige og organisatoriske rammer, og at forsyningssekskaberne jo rent faktisk har løst en række store energimæssige opgaver i de seneste årtier (fortrængningen af olie, udnyttelsen af affaldsvarme og slamforbrænding, udbygningen med store kraftvarmeværker, udbygningen med gasmotorer mv.).

For det tredje peger erfaringerne fra både Danmark og udlandet på, at integrerede, sammen-tænkte "smarte energi løsninger" kan realiseres ikke kun af offentligt ejede selskaber men også af private virksomheder. Et eksempel på sidstnævnte kan være virksomheder, der har ansvar for energiforsyningen i et helt byområde, og som arbejder med langsigtede løsninger. Byudviklings-selskabet "Carlsbergbyen" her eksempelvis vurderet, at lokal fjernkøling i den nye Carlsbergby til alle bygninger med kølebehov er en langt mere økonomisk og miljømæssig fordelagtig løsning for lokalsamfundet og Carlsbergbyen end individuel køling eller transmission af køling fra en central i centrum. For at sikre størst mulig gevinst for lokalsamfundet i form af lavest mulige priser på køl og størst mulig miljømæssig gevinst, har Carlsbergbyen indgået en kommerciel kontrakt med Frederiksberg Forsynings fjernkøleselskab og garanteret 100 pct. tilslutning af alle kølekunder via kommercielle kontrakter med købere af byggegrunde. Den samme løsning med fjernkøling til alle bygninger med stort kølebehov er planlagt og gennemført af eksempelvis DTU, som har ansvar for alle bygninger på DTU's område, og af Københavns Lufthavne, som sørger for central køling med grundvandskøling til alle bygninger med kølebehov samt fly ved gaten. Sådanne eksempler viser, at en privat ejer af en samlet bydel kan anlægge de samme tværgående betragtninger, som en kommune kan i dag for hele byområdet – i dette tilfælde indenfor varmeforsyningen – for at opnå den størst mulige, samlede gevinst for grundejerne (i dette tilfælde varmeforbrugerne).

Men det faktum, at reguleringen ikke i sig selv er en hindring for et øget samarbejde, betyder dog ikke, at der ikke stadig kan være behov for en styrket, *institutionel* ramme for samarbejdet om udviklingen af smarte energi systemer i Danmark. Fjernvarmen er som tidligere beskrevet en krumtap i det smarte energisystem, og der skal derfor ikke mindst på varmeområdet sikres en tæt interaktion med alle øvrige energisektorer i samfundet. Varmeforsyningsloven kræver da også i dag, at kommunerne arbejder med varmeplanlægning som en del af kommuneplanlægningen i samarbejde med berørte aktører ud fra en målsætning om en samfundsøkonomisk anvendelse af energien. Dermed er det lovgivningsmæssige grundlag for et sådant styrket samarbejde i princippet allerede tilstede.

Det er imidlertid vurderingen, at danske kommuner i dag kun i begrænset omfang arbejder med varmeplanlægning som en integreret del af kommuneplanlægningen. Varmeforsyningslovens regler om kommuneplanlægningen er endvidere kun i begrænset omfang udmøntet i vejledninger og føleregler. Kommuneplanen og lokalplanerne belyser således sjældent de energimæssige forhold på grundlag af en helhedsvurdering og på grundlag af samfundsøkonomiske analyser. Den tætte dialog mellem de statslige og kommunale myndigheder om den overordnede planlægning, der blev skabt tradition for i 1980'erne, synes også i dag at være reduceret. Dermed er der en risiko for en mere uhomogen energiplanlægning mellem kommunerne. Hertil kommer et indtryk af, at kommunerne ofte indtager en relativt passiv rolle overfor forsyningssekskaberne i forhold til den tværgående energiplanlægning i forsyningsområderne.

Baggrunden for denne udvikling synes generelt at kunne findes dels i udviklingen i den økonomiske regulering, dels i den konkurrenceprægede situation, der har udviklet sig imellem sektorerne på visse områder, og dels i de begrænsede ressourcer, der afsættes på både kommunalt og statsligt plan til den overordnede planlægning. Generelt gælder det, at det i dag står kommuner-

ne frit for at vurdere, i hvilket omfang man ønsker at anvende en mere helhedsorienteret tilgang i sin planlægning (fremfor eksempelvis en mere projektorienteret tilgang). På tilsvarende vis er der heller ikke krav om samarbejder på tværs af kommunegrænser, ligesom kommunerne ikke i dag har mulighed for at pålægge de involverede parter at indgå aftale om varmelevering.

Det er fra en række sider på samme vis fremhævet, at der ikke i dag er tradition for tætte samarbejder og interaktioner mellem de forskellige forsyningssektorer. Dette skyldes antageligt dels den beskrevne, meget sektororienterede regulering af de forskellige områder, der kun i meget begrænset omfang "tvinger" parterne til et samspil, dels manglende institutionelle krav, der ville fremme et samarbejde, og dels (eller afledt deraf) en grundlæggende, manglende tradition og kultur for tværgående samarbejder. Det skal dog også understreges, at sådanne udfordringer naturligvis ikke gælder for alle aktører og i alle sektorer; der har eksempelvis udviklet sig tætte samarbejdsrelationer mellem bl.a. fjernvarmesektoren og spildevands- og affaldssektorerne om udnyttelsen af overskudsvarme, hvor dette er rentabelt.

#### 7.2.4 Løsningsforslag

Der blev som led i energiaftalen i 2012 på ovenstående baggrund afsat en pulje på 25 mio. kr., der skulle støtte partnerskaber om strategisk energiplanlægning i kommunerne. I takt med det stigende behov for en samlet, integreret planlægning, der går på tværs af forsyningssektorerne og som kan håndtere både selskabsøkonomiske, forbrugermæssige, samfundsøkonomiske og miljømæssige hensyn, bør det imidlertid overvejes også at styrke de *institutionelle* rammer for en sådan planlægningsproces.

Det kan eksempelvis overvejes at styrke kravene til kommunernes *dokumentation* overfor de statslige myndigheder for, hvordan man har udmøntet kravet om en integreret planlægning (herunder hvilke data og analytiske forudsætninger, der er indgået), ligesom det kan overvejes at styrke kravene til den mere reelle og formelle involvering af de forskellige, relevante parter i en samlet planlægningsproces. Det kan i denne sammenhæng overvejes at øge de *både* de statslige ressourcer på området, så der kan ydes løbende rådgivning til kommunerne og til de kommunale samordningsgrupper om sådanne opgaver, og de kommunale planlægningsressourcer, der skal anvendes både til selve planlægningen og til en mere åben og systematisk dialog med de forskellige forsyningssektorer og med andre kommuner. Et statsligt "rejsehold", som kunne besøge kommuner med deltagelse af alle lokale aktører med års mellemrum eller efter behov, kunne eksempelvis bestå i en varmeplanlægger, en jurist og en medarbejder fra Energitilsynet. Derved vil de lokale aktører samtidig kunne få svar på en række juridiske og reguleringstekniske spørgsmål.

Det er konsulenternes vurdering, at den kommunale energiplanlægning kan styrkes på en række områder, både i relation til den tværgående planlægningsproces internt i kommunerne og i relation til samarbejdet med forsyningssektorerne. Kommunerne skal som bekendt i henhold til Varmeforsyningsloven arbejde med varmeplanlægning i samspil med kommuneplanlægningen og i samarbejde med berørte parter og dermed fremme samfundsøkonomisk fordelagtige projekter. Forpligtigelsen til at virke for samfundsøkonomien og dermed alle tværsektorielle forhold sikrer i princippet, at kommunerne allerede kan have en stor rolle i dag. Den skal blot aktiveres gennem vejledninger, tilsyn, rådgivning mv. Den kommunale energiplanlægning skal bl.a. sikre, at den samlede lokalplanlægning fremmer de samfundsøkonomisk mest optimale planer, at der er optimal tilslutning til den planlagte infrastruktur (bl.a. ved at sikre samtidighed mellem lokalplaner og projektforslag), at bygningsreglementer mv. administreres ud fra helhedshensyn, at udviklingen af fjernvarme/fjerkøling koordineres tæt med grundvandsinteresser og spildevandssektoren



osv. – dvs. generelt at energiplanlægningen integreres i alle relevante kommunale plan- og udviklingsprocesser. Kommunernes planlægning bør ske i samarbejde med de berørte forsynings-selskaber, som i dag bør omfatte fjernvarme-, fjernkøling-, gas-, el-, affalds-, vand- og spildevandsselskaberne samt større bygningssejere med anlæg over 0,25 MW og virksomheder, der kan levere overskudsvarme. Det bør som udgangspunkt være kommunerne, der skal være den drivende kraft i koordinationen mellem disse mange parter.

Det kan endvidere overvejes at styrke det formelle grundlag for en sådan indsats, eksempelvis gennem en nærmere udmøntning i bekendtgørelsesform af reglerne i Varmeforsyningsloven om tilsyn, hvori kommunens rolle med varmeplanlægningen og tilsyn med kollektive varmforsyningsanlæg specificeres nærmere. Dette kan suppleres med vejledninger i, hvordan kommunerne kan arbejde med energiplanlægning i samarbejde med de berørte forsynings-selskaber indenfor rammerne af Varmeforsyningsloven i bred forstand. Det vil i denne sammenhæng kunne fremhæves, at fjernkøling ligesom fjernvarme bliver en integreret del af kommuneplanlægningen, således som det også fremgår af de gældende EU-regler på dette område. Det kan endvidere overvejes at indføre en fast planlægnings- og godkendelsescyklus på eksempelvis fire år for den kommunale energiplanlægning, hvilket vil bidrage til at sikre et løbende fokus på denne vigtige opgave.

I forhold til den eksisterende, økonomiske regulering af forsyningsområderne er der naturligvis visse grænser for, hvor vidtgående krav og rammer, der kan sættes i en strategisk kommunal energiplanlægning i forhold til de *private* virksomheders engagement og økonomiske interesser, ligesom også de kommunale forsynings- og netvirksomheder jo er underlagt en regulering, der sætter visse grænser i forhold til eksempelvis investeringsmæssige risici. Det er dog erfaringen, at de strategiske uenigheder, der opstår, endnu oftere skyldes konfliktende hensyn mellem flere kommunale og/eller forbrugsejede selskaber (fx i relation til udbygning af fjernvarmenet, samkøring af transmissionsnet eller vilkårene for integration af varme/affald/spildevand), og at disse ikke altid bunder i reguleringsmæssige dilemmaer men i andre forhold så som kommercielle interesser eller politiske prioriteringer. I sådanne tilfælde burde de overordnede, samfundsøkonomiske hensyn (eksempelvis i relation til langsigtede investeringer i smart energi løsninger) spille en afgørende rolle. Det kan derfor endvidere overvejes også at etablere en slags "statslig energiforligsinstitution", der – eksempelvis med organisatorisk ophæng i de statslige tilsynsmyndigheder – i forlængelse af arbejdet med varmeplanlægningen i samordningsgrupperne kan tilbyde at træde til, hvor parterne i et forsyningsområde ikke kan nå til enighed.

## 7.3 Værdisætning af lagring for fleksibilitet

### 7.3.1 Baggrund

Fleksibilitet og lagring af den fluktuerende energi er som beskrevet en hjørnesteen i et smart energisystem. Der sker naturligvis en løbende balancering af el-nettet allerede i dag, ligesom det eksisterende regulérmarked sikrer den nødvendige fleksibilitet og balancering i kortere tidsintervaller. Men det er et nyt aspekt af energisystemet, at der fremover bliver behov for en betydeligt større grad af fleksibilitet og lagring – både fordi energiens fluktuerende natur stiller krav til en større robusthed i energiforsyningen, og fordi det europæiske elmarked – i takt med den gradvise omstilling i hele Nordeuropa – antageligt vil betyde større pris- og produktionsudsving i de kommende år.

Dette stigende behov kan i princippet isoleret set løses helt uden udbygning af lagrings- og fleksibilitetsmekanismer i Danmark, da behovet for at øge eller reducere energitilførslen kan ske udelukkende via udlandsforbindelser. Men de stigende udfordringer, Danmark vil opleve i forhold til fleksibilitet og lagring, vil også vokse i landene omkring Danmark i takt med, at disse lande også omstiller til VE-baserede energisystemer med en høj grad af fluktuation (både i produktion og priser). Dermed øges risikoen for, at fleksibilitetsudfordringerne bliver et regionalt og ikke blot et nationalt fænomen, og dermed udfordres forsyningssikkerheden.

Som det fremgår af denne rapport, kan fleksibiliteten og lagringen af energi ske mange steder i det samlede energisystem – enten i selve produktionsleddet (hvor der kan reguleres på produktionsmængden indenfor visse parametre eller via spidsbelastningskapacitet), i distributions- og konverteringsleddet (lagring og fleksibilitet i eksempelvis fjernvarmenettet, gasnettet, batterier eller geotermisk) eller i slutbrugerleddet (lagring og fleksibilitet i elbiler, virksomheder og bygninger). Og som beskrevet kan udlandsforbindelser være en helt fjerde vej. Disse forskellige muligheder indeholder ganske forskellige potentialer i forhold til varighed, sikkerhed, responstid, omkostninger osv.

Det er i realiteten en udfordring i forhold til den langsigtede planlægning af et smart energisystem, at behovet for mange af de komponenter og løsninger, der er beskrevet – ikke mindst i relation til en udvidet lagrings- og fleksibilitetskapacitet – ikke er påtrængende stort i de *førstkommende* år. Dette betyder, at der ikke i dag eksisterer en egentlig markedsbestemt pris på sådanne fleksibilitetsydelse. Og dette kan i princippet igen indebære, at der på kort sigt træffes samfundsøkonomisk uhensigtsmæssige investeringsbeslutninger.

Kraftvarmeværker kan eksempelvis beslutte ikke at investere i varmepumper og varmelagre, fordi biomassekedler på kort sigt sikrer en bedre økonomi for forbrugerne. Og private forbrugere i områder udenfor fjernvarmenettet kan beslutte at investere i nye naturgasfyr fremfor små hybridanlæg, fordi dette på kort sigt giver en forbedret driftsøkonomi. I sådanne tilfælde – og i en række andre tilfælde, som også fremgår af denne rapport – gælder det, at den økonomiske værdi, som investeringerne kan have som fleksibilitetsydelse, ikke indregnes i investeringskalkulen, af den simple grund at der reelt ikke eksisterer et marked for denne type fleksibilitetsydelse endnu (udover det eksisterende regulerkraft- og kapacitetsmarked). En af de primære anbefalinger i denne rapport er eksempelvis at fremme udrulningen af hybridanlæg i områder udenfor fjernvarmeområderne – dels fordi der dermed fortrænges fossile brændsler (naturgas) og dels fordi der sikres en vis fleksibilitet i elnettet i form af en central eller manuel styring (også via priserne) af sådanne anlæg. Men værdien af denne fleksibilitet kan netop ikke endnu indregnes, da der ikke findes et marked for en sådan fleksibilitet. På tilsvarende vis vil power-to-gas-løsninger på længere sigt kunne bibringe energisystemet endog meget store gevinster i form af øget aftag af el til varme og brændstoffer og som lagringsmedie. Særligt for sådanne nye teknologier kan den store værdi, der ligger i P2G's lagrings- og fleksibilitetskapacitet, være afgørende for den samlede, langsigtede samfundsøkonomiske værdi af disse investeringer.

Det er samlet set derfor meget vanskeligt at svare på spørgsmålet om, *hvor* den fleksibilitet og lagringskapacitet, der vitterligt er behov for frem mod 2050, bør etableres i energisystemet. Skal det eksempelvis ske via varmelagre, via power-to-gas-løsninger i gasnettet, via intelligent styring af bygninger og biler, via udlandsforbindelser, via en udbygget spidslast- eller reservekapacitet – eller via en blanding af flere af disse instrumenter?

Når spørgsmålet er påtrængende allerede i dag skyldes det, at det netop kan være denne "fleksibilitetsværdi", der kan være afgørende for den samlede både selskabs- og samfundsøkonomiske værdi af en konkret investering. De decentrale kraftvarmeværkers beslutning om fremtidige energistrategier (fx varmepumper, gas eller biomasse) kan eksempelvis i et vist omfang afhænge af sådanne fleksibilitetsværdier.

Løsningerne på sådanne udfordringer kan i princippet findes via markedet selv i den forstand, at en stigende efterspørgsel på fleksibilitetsydelser (i et slags udvidet regulermarked) af sig selv vil skabe grundlag for nye markeder for enten eksisterende eller nye typer aktører (eksempelvis såkaldte "aggregatorer" der på en række andre aktørers vegne (eksempelvist bolig- eller elbilsejere) handler fleksibilitetsydelser på et åbent marked). Det er bl.a. denne type løsninger, der er blevet analyseret i det arbejde, der er foregået i regi af partnerskabet "Markedsmodel 2.0". Et sådant egentligt marked kan i nødvendigt omfang suppleres med strategiske reserver eller med et kapacitetsmarked.

Udfordringen ved sådanne markedsbaserede modeller er imidlertid blandt andet, at det i mange tilfælde vil være de samme "elementer" i energisystemet, der fremover *både* skal bidrage til at fortrænge fossile brændsler ved at konvertere el til andre formål *og* skabe fleksibiliteten i systemet (eksempelvist fjernvarmesystemet eller gasnettet). Det vil i en samfundsøkonomisk forstand derfor være nyttigt at kunne inddrage værdien af begge disse ydelser i den samme investeringsanalyse.

Fleksibilitet kan som tidligere beskrevet i princippet opnås på to grundlæggende måder: Man kan for det første vælge at lagre energien og derefter anvende dette lager, når behovet tilsiger det. Og man kan for det andet vælge at regulere op og ned på forholdet mellem produktion og forbrug af energi, enten hos slutbrugerne, via udlandsforbindelser eller ved at aktivere ekstracapacitet i energiforsyningen.

I nedenstående figur 22 er oplistet de mulige fleksibilitetstiltag, der har været beskrevet i denne rapport. De er efterfølgende vurderet på et helt overordnet plan i forhold til en række forskellige parametre:

- *Kortsigtet effekt*: Tiltagets evne til at håndtere kortsigtede regulerings- og balanceringsudfordringer i elsystemet (dvs. hvor hurtigt tiltaget kan "aktiveres").
- *Langsigtet effekt*: Tiltagets evne til at supplere energiforsyningen i længere perioder (i princippet fra dage til uger) hvor der er forsyningsudfordringer eller meget høje elpriser.
- *Enhedsomkostning*: Omkostningen pr. energienhed, der skal lagres eller aktiveres ved hjælp af det enkelte tiltag.
- *Forsyningssikkerhed*: Sikkerheden for at det enkelte tiltag rent faktisk kan levere den forudsatte effekt (herunder bl.a. hvorvidt der er tale om et tiltag under dansk eller international "råderet").
- *Tidshorisont*: Hvornår virkemidlet vil kunne anvendes i Danmark, hvilket ikke mindst afhænger af den teknologiske modenhed.

Figur 22: Flexibilitets tiltag

	Tiltag	Effekt, kortsigtet fleksibilitet	Effekt, langsigtet fleksibilitet	Forsynings-sikkerhed	Tidshorisont
<b>LAGRING</b>	Termiske lagre	●	●	●	●
	Gasnet, biogas	●	●	●	●
	Gasnet, P2G	●	●	●	●
	Store batterier	●	●	●	●
	CAES	●	●	●	●
<b>FLEKSIBELT FORBRUG</b>	Udlandsforbindelser	●	●	●	●
	Reservekapacitet	●	●	●	●
	Elbiler	●	●	●	●
	Bygninger	●	●	●	●
	Load shedding	●	●	●	●
	Vandsektoren	●	●	●	●
	Hybridanlæg	●	●	●	●

● Høj effekt / Lave enhedsomkostninger / Fremmer forsyningsikkerheden / Kan implementeres i dag

● Mellem effekt / Middel enhedsomkostninger / Fremmer forsyningsikkerheden i mindre grad / Kan snart implementeres

● Lav effekt / Høje enhedsomkostninger / Fremmer ikke forsyningsikkerheden / Er langt fra at kunne implementeres

Som det fremgår af tabellen ovenfor, der sammenligner fleksibilitetsmekanismerne, vil lagring af energien i eksempelvis fjernvarme- eller gassystemet ikke overraskende kunne have den største *effekt* pga. den volumen, der eksisterer i disse systemer. Da væsentlige dele af både den primære energiforsyning, der skal bidrage til lagringen (vind) og infrastrukturen allerede er på plads, vil omkostningerne til lagring i disse systemer alt andet lige være relativt lave. Lagring af energien giver generelt en væsentligt højere *forsyningsikkerhed*, dels fordi der er tale om nationale tiltag og dels fordi der ofte vil være færre risiko-elementer forbundet med lagring end med aktivering af fleksibelt forbrug i større skala. Til gengæld vil fleksibelt forbrug ofte kunne aktiveres *hurtigere* end lagring i forbindelse med mere kortsigtede regulerings- og balanceringsudfordringer. Det må antages, at det fremtidige danske energisystem vil operere med en række af ovenstående fleksibilitetsmekanismer.

Det skal meget klart understreges, at ovenstående vurderinger er meget skønsmæssige, og baseret på eksisterende, tilgængelig viden. Af samme årsag indgår der *ikke* i tabellen en vurdering af hverken de enhedsomkostninger eller den samfundsøkonomi, der er knyttet til hvert enkelt instrument, da en sådan netop forudsætter en lang række antagelser. Formålet med ovenstående tabel er således *ikke* at give en samlet, endelig vurdering af de forskellige fleksibilitetsinstrumenter; formålet er derimod at illustrere, at der *eksisterer* en sådan bred vifte af potentielle fleksibilitetsinstrumenter – og dermed illustrere behovet for, at der de kommende år sker en tværgående analyse af og prioritering mellem disse forskellige kort- og langsigtede fleksibilitetsinstrumenter.

Det bliver derfor en central udfordring i de kommende års energipolitik at gennemføre sådanne analyser og på den baggrund identificere de fleksibilitetsmekanismer, der skal anvendes i det danske energisystem. Udformningen af den markedsmodel, der skal etableres i de kommende år, og som skal sikre en rigtig prissætning af sådanne fleksibilitetsydelse på tværs af forsyningssektorerne, vil meget afhænge af, hvilke fleksibilitetsmekanismer man ønsker at anvende. Markedsmodellen vil bl.a. afhænge af, hvordan man ønsker at vægte de forskellige hensyn (fx forsyningsikkerhed versus omkostningsniveau), ligesom den vil afhænge af, i hvor stort omfang man inddrager fleksibiliteten i slutbrugerleddet.

Arbejdet med disse analyser bør påbegyndes meget snart, så resultaterne af dem vil kunne indgå i de kommende energipolitiske forhandlinger. De vil kunne tage afsæt i de analyser, der allerede er gennemført i regi af bl.a. "Markedsmodel 2.0", hvorefter arbejdet med en ny markedsmodel kan påbegyndes frem mod 2020.

## 8. PRIORITERINGER

Danmark er allerede godt på vej mod et smart energisystem – og vi er i realiteten længere på dette område end stort set alle andre lande. Energisystemet absorberer allerede i dag store mængder fluktuerende energi og håndterer fluktuationerne via velfungerende regulerkraftmarkeder, net, kraftvarmeværker med varmeakkumulatorer og udlandsforbindelser, der løbende udbygges. Omstillingen til et fuldt udbygget smart energisystem – hvor ”fuldt udbygget” betyder en fuld uafhængighed af fossile brændsler, men ikke nødvendigvis et system der omfatter alle dele af energisystemet – vil under de gældende politisk fastsatte rammer ske gradvist frem mod 2050. Der eksisterer med andre ord ikke nogen brændende platform, der fordrer politiske initiativer med hurtig effekt, hverken i 2016 eller for den sags skyld de kommende par år.

Ikke desto mindre er der behov for at vurdere, indenfor hvilken *tidshorison*t der vil være behov for initiativer, der kan fremme det smarte energi system, og på hvilke *områder* sådanne indsatser først og fremmest skal prioriteres.

Dette skyldes for det første, at investeringer på energiområdet traditionelt er meget omkostningstunge og har meget lange levetider. Derfor er det allerede i de kommende år vigtigt at sikre, at der ikke sker investeringer med lange leve- og tilbagebetalingstider i produktions- og infrastruktur, som ikke er kompatible med det fremtidige smarte energisystem.

Det skyldes for det andet, at et fuldt udbygget smart energisystem (som det fremgik af beskrivelsen af et sådant system i kapitel to) i princippet kan bestå af rigtig mange, sammenhængende komponenter, der i praksis dækker alle forsyningsarter og alle led fra produktion til slutforbrug. Indsatsen bør derfor fokusere på de områder, hvor der er størst mulige *samfundsøkonomiske gevinster* og størst mulig *effekt* i forhold til de opstillede parametre (stigende mængder fluktuerende energi og fortrængning af fossile brændsler frem mod 2050). Der bør derfor så vidt muligt og så hurtigt som muligt skabes en fælles forståelse for disse prioriteringer, således at de rigtige rammevilkår gradvist kan etableres både på politisk niveau og i de respektive forsyningsområder, og således at demonstrationsprojekter kan testes i god tid.

Og det skyldes for det tredje, at der allerede i dag er oplagte muligheder for at udnytte de fluktuerende elpriser på en samfundsøkonomisk måde i konkurrence med bl.a. vandkraftanlæg i udlandet, og at der allerede er mange initiativer i gang med fokus på at løse disse udfordringer. Sådanne bestræbelser skal understøttes, hvor det er muligt.

Denne rapport har, som det fremgik af kapitel to, identificeret de komponenter, der efter konsulenternes opfattelse bør være de centrale, *nødvendige* komponenter i et dansk smart energisystem. Andre komponenter, der i princippet *også* kan have en vis systemmæssig effekt på et samfundsøkonomisk fornuftigt grundlag, kan derimod være mindre nødvendige, og kan indføres over en længere periode frem mod 2050.

### 8.1 Indsatsområder

Hovedkomponenterne og hovedindsatsområderne kan opsummeres således:

Figur 23: Hovedindsatsområder

	Indsatsområder, kort sigt	Mulige indsatsområder, langt sigt
Produktion af VE-ressourcer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortsat indfasning af vind- og solenergi</li> <li>• Øget indfasning af biogas fra landbrug, industri, affald og spildevand</li> <li>• Øget anvendelse af overskudsvarme og -køling, herunder fra spildevandssektoren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fremme af power-to-gas som supplerende energikilde</li> <li>• Biogas i hybridanlæg</li> </ul>
Anvendelse af VE-ressourcer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortsat udbygning af fjernvarme og fjernkøling</li> <li>• Gradvis introduktion af store varmepumper i fjernvarme- og fjernkølingssystemerne</li> <li>• Gradvis indfasning af hybridanlæg udenfor fjernvarmeområderne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elbiler som aftager af el til den lette transport</li> <li>• Indfasning af electrofuels til den tunge transport</li> <li>• Indfasning af VE-gasser i gassystemet</li> </ul>
Lagring og fleksibilitet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anvendelse af termisk lagring i fjernvarme- og fjernkølingsnettene, herunder fremme etableringen af varmelagre</li> <li>• Fortsat udbygning af udlandsforbindelser</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Power-to-gas som lagringsmedie</li> <li>• Eventuelt store batterier, load shedding og compressed air storage som supplerende lagringsmedier</li> <li>• Eventuelt anvendelse af elbiler og bygninger som fleksibilitetsinstrumenter</li> </ul>
Tværgående indsatser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Styrkelse af den strategiske energiplanlægning</li> <li>• Udvikling af nye markedsmodeller for fleksibilitet s-og lagringsydelse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Styrket dataudveksling og tværgående organisering</li> <li>• Implementering af nye markedsmodeller for fleksibilitet og lagring</li> </ul>

Ovenstående forslag til indsatsområder varierer betydeligt på en række parametre i forhold til deres effekt, omkostninger, nødvendighed og realisérbarhed. De enkelte indsatsområder er derfor i nedenstående skema værdisat fra rød (lav værdi) til grøn (høj værdi) i forhold til følgende kriterier:

1. Effekt i forhold til fortrængning af fossile brændsler i et smart energisystem
2. Effekt i forhold til fleksibilitets- og lagringskapacitet i et smart energisystem
3. Skønnede, overordnede samfundsøkonomiske konsekvenser
4. Teknologisk modenhed
5. Omfanget af barrierer – dvs. øvrige barrierer der ikke vedrører teknologisk modenhed eller samfundsøkonomisk værdi, men derimod primært reguleringsmæssige eller politiske barrierer

Det skal understreges, at der ikke nødvendigvis på alle områder er tale om egentlige *anbefalinger* fra konsulenternes side. Der er som tidligere beskrevet ikke i denne sammenhæng regnet egentlig samfundsøkonomi på de enkelte områder (bl.a. på grund af vanskelighederne ved at indregne værdien af fleksibilitetsydelse i et fremtidigt energisystem), ligesom det i en række konkrete tilfælde vil gælde, at indsatserne dækker samme type udfordring, hvilket indebærer, at visse tiltag vil nedsætte andre tiltags samfundsøkonomiske værdi. Løsningsforslagene udgør derfor mulige, "isolerede" løsninger på de udfordringer, der er identificeret.

Figur 24: Prioriteringsoversigt

Indsatsområder	Kortsigtet effekt: CO2-fortrængning	Langsigtet effekt: CO2-fortrængning	Kortsigtet effekt: Flexibilitet	Langsigtet effekt: Flexibilitet	Samfundsøkonomi	Teknologisk modenhed	Barrierer (politik, reg., mv.)
<b>PRODUKTION AF VE-RESSOURCER</b>							
Biogas							
Biogas fra spildevand							
Solvarme							
Overskudsvarme							
<b>ANVENDELSE AF VE-RESSOURCER</b>							
Fjernvarme og fjernkøling							
Hybridanlæg							
Power-to-gas							
<b>LAGRING OG FLEKSIBILITET</b>							
Lagring i fjernvarmenet							
Fleks. forbrug i vandsektoren							
Varme fra affaldsforbr.							
Elbiler							
Store batterier							
Bygninger							
Load shedding							
<b>TVÆRGÅENDE INDSATSER</b>							
Strategisk energiplanl.							
Værdisætning af flexibilitet							
Fælles data og organisering							

- Høj effekt / God samfundsøkonomi / Teknologisk modent / Få barrierer
- Mellem effekt / Middel samfundsøkonomi / Kræver fortsat teknologiudvikling / En del barrierer
- Lav effekt / Dårlig samfundsøkonomi / Teknologisk umodent / Mange barrierer

Visse af disse indsatsområder er allerede undervejs i disse år. Dette gælder især indfasningen af VE-ressourcer (vind og biogas), der begunstiges af understøttende incitament og politiske aftalevilkår, der så vidt muligt bør fastholdes, såfremt et smart energisystem fortsat skal udbygges.

*De centrale udfordringer de kommende år ligger således især på de fem områder, der opsummeres nedenfor. Det skal dog understreges, at det for flere af indsatsområderne gælder, at der – udover de løsningsmuligheder, der er præsenteret i denne rapport – vil være behov for ændringer i det eksisterende afgiftssystem, såfremt indsatsområderne skal realiseres. Dette gælder særligt med hensyn til indsatsen for at fremme varmepumper og varmelagre i fjernvarmesystemet.*



**Indsatsområde 1:****Konvertering af el til varme og køling i fjernvarmen via store varmepumper og varmelagre**

Konverteringen fra fossile til ikke-fossile brændsler vil primært ske via en betydeligt øget andel af el i energisystemet. Denne øgede el-mængde vil primært kunne nyttiggøres ved konvertering til varme. Den største effekt vil kunne opnås ved konvertering af el til varme i fjernvarmesystemet via store varmepumper og elkedler, der kan fordele varmen ud i fjernvarmesystemet eller lagre varmen i store varmelagre, hvorved der kan skabes en betydelig lagrings- og fleksibilitetskapacitet. Denne indsats bør i første omgang finde sted på de mindre, decentrale kraftvarmeværker, hvor man så vidt muligt bør levetidsforlænge naturgaskraftvarmen. Kraftvarmeværkerne vil typisk være konkurrencedygtige, når elprisen er så høj, at varmepumperne bliver for dyre. Mange mindre fjernvarmeværker med elkedler, varmepumper og gasmotorer og varmelagre og evt. solvarme vil således kunne reagere ekstra kraftigt på elprisen.

I de centrale kraftvarmeområder bør store varmepumper indføres i takt med udfasningen af den traditionelle kraftvarmeproduktion og i takt med, at der høstes flere erfaringer med de største varmepumper. Der bør ydermere fortsat arbejdes for at udbygge fjernvarme- og fjernkølingsnettene op til den optimale grænse og her udnytte, at samme varmepumpe med varme og kølelagre kan udnyttes til både fjernvarme og fjernkøling.

En sådan indsats forudsætter antageligt visse tarifmæssige ændringer, herunder en værdisætning af den værdi, som denne fleksibilitet vil give det samlede energisystem. En både samfunds- og selskabsøkonomisk optimal løsning forudsætter endvidere, at der gives de kommunale forsyningsselskaber adgang til at etablere fjernkøling indenfor rammerne af den økonomiske regulering.

**Indsatsområde 2:****Konvertering af el til varme udenfor fjernvarmeområderne via el- og gas-hybridanlæg.**

En væsentlig andel af el- og varmeforbruget i Danmark finder sted i naturgasdækkede områder udenfor fjernvarmeområderne. Et godt fleksibelt alternativ til fjernvarme kan være at erstatte naturgaskedler med såkaldte hybridanlæg, der kombinerer små luft/vand varmepumper med gaskedler, således at der anvendes el, når denne er billig, og gas, når elprisen er høj, ligesom gaskedlen kan hæve temperaturen, når det er koldt. Teknologien hertil eksisterer allerede. Med en sådan løsning skabes incitament for slutbrugerne til et forbrugsmønster, der kan yde en væsentlig fleksibilitet i elsystemet. Ligesom elkedler og varmepumper i fjernvarmen kan erstattes af lagre og naturgaskedler i lange perioder, når elprisen er høj, kan de små varmepumper også afbrydes vilkårligt i lang tid. På sigt vil naturgassen kunne erstattes af enten biogas eller (på længere sigt) af power-to-gas-løsninger. Det vil være muligt at kombinere denne løsning med intelligente målere og koble de enkelte anlæg til en central styring, hvorved en ekstern aktør kan regulere forbruget fleksibelt på vegne af en række slutbrugere, og dermed øge fleksibiliteten.

En sådan indsats vil antageligt dels fordele, at der etableres incitament for slutbrugerne til at installere sådanne hybridanlæg (eksempelvist tilskudsordninger eller afgiftsfritagelser), og dels at der i et sådant incitamentssystem indregnes den samfundsøkonomiske værdi af den fleksibilitet, dette system bidrager med. Endnu en fordel ved denne løsning er, at der ikke bindes store investeringer i jordvarmeanlæg, hvorfor løsningen umiddelbart er forberedt til, at områder med hybridanlæg kan konverteres til fjernvarme på længere sigt, når den sidste fossile gas skal udfases. En oplagt mulighed her er, at naturgas- og fjernvarmeselskaberne samarbejder om at tilbyde hybridanlæg til kunderne og samtidig sikrer en koordineret overgang til fjernvarme eller lokal nabovarme, når og hvis dette er samfundsøkonomisk fordelagtigt.

**Indsatsområde 3:****Fortsat udbygning af biogas som fossilfrit supplement til den elbaserede varme**

Biogassen vil fremover kunne spille en central rolle som supplement til den elbaserede energi. Biogassen vil kunne anvendes både i kraftvarmesektoren og i de decentrale hybridanlæg, dels

som erstatning for den el-baserede produktion, når elpriserne er høje, og dels som stabiliserende element i perioder med svingende el-produktion. Biogassen kan leveres både fra landbruget og industrien og fra affalds- og spildevandsanlæg. Dette vil tilsammen kunne betyde en væsentlig mængde biogas.

Der er med de senere års politiske indsatser allerede gjort væsentlige fremskridt i forhold til produktion og anvendelse af biogas i Danmark. De væsentligste barrierer i forhold til en videre udbygning synes i dag dels at være usikkerheden om de langsigtede økonomiske rammevilkår for sektoren, og dels en manglende sammenhæng mellem især affalds- og varmesektorerne. Der er endvidere visse samfundsøkonomiske udfordringer knyttet til den fortsatte subsidiering af biogasproduktionen. I en smart energi-kontekst må biogassens værdi på længere sigt (og dermed en eventuel fortsat subsidiering) vurderes i forhold til de *samlede*, samfundsøkonomiske omkostninger ved at producere VE-gasser, herunder ikke mindst biogassens værdi i relation til lagring og fleksibilitet.

#### **Indsatsområde 4:**

##### **Styrkelse af den strategiske energiplanlægning både centralt og decentralt.**

Et centralt aspekt af et smart energisystem er behovet for et langt tættere samspil mellem de mange komponenter, aktører og interesser i det samlede energi system, som på grund af bl.a. uensartet økonomisk regulering og ejerskabsforhold vil kunne have modsatrettede interesser. Den løbende udvikling af dette samspil stiller også krav til de planlægningsmæssige og koordinerende kompetencer og ressourcer i både staten og kommunerne.

Det er indtrykket, at der i dag er behov for at styrke både samspillet og ressourcerne i den overordnede energiplanlægning, som mod- og medspil til de mange aktører på området. Udover en ressourcemæssig styrkelse bør det overvejes også at styrke det institutionelle og reguleringsmæssige grundlag for den strategiske energiplanlægning både centralt og i kommunerne, eksempelvis gennem krav om tværgående energiplanlægning efter behov, etablering af et planlægningsrejsehold og en statslig "energimæglingsfunktion".

#### **Indsatsområde 5:**

##### **Etablering af en ny markedsmodel for fleksibilitetsydelser**

Den fleksibilitet, der er et centralt element i et smart energisystem, kan etableres mange steder i det samlede system. Den kan sikres via energilagring (termiske lagre, gaslagre, batterier mv.) og via fleksibelt forbrug (bygninger, biler, industrien, reservekapacitet, udlandsforbindelser mv.). I takt med den løbende indpasning af stadigt mere fleksibelt el i energisystemet bliver behovet for at etablere samfundsøkonomisk fornuftige fleksibilitetsløsninger større. Da der ikke i dag er et stort behov for fleksibilitetsydelser i så stort et omfang, eksisterer der endnu ikke et marked – og dermed en pris – for sådanne ydelser.

Det er en særlig udfordring, at fleksibiliteten på flere områder kan "indbygges" i nogle af de elementer, der *alligevel* vil skulle indarbejdes i energisystemet for at optage den fluktuerende energi (fjernvarmen, hybridanlæg, biogasanlæg, elbiler mv.). På en række af disse områder vil der i de kommende år skulle træffes investeringsbeslutninger med en lang rækkevidde. Prissætningen af fleksibilitetsydelser kan derfor ikke nødvendigvis afvente, at et sådant fleksibilitetsmarked udvikles af sig selv i takt med den stigende efterspørgsel. Det er derfor af stor vigtighed, at der snart påbegyndes et arbejde med at udforme markedsmodeller og en prissætning af fleksibiliteten, der kan indarbejdes i de samfundsøkonomiske beregninger og dermed indgå i både reguleringen og i investorenes dispositioner.

## 8.2 Opsummering af løsningsforslag

De konkrete løsningsforslag, der præsenteres i rapporten, er opsummeret i nedenstående skema.

**Figur 25: Opsummering af løsningsforslag**

Indsatsområde	Løsningsforslag
<b>Produktion af VE-ressourcer</b>	
Biogas fra spildevand	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eventuelt: Tilskud til opgradering af biogas udenfor naturgasnettet</li> </ul>
Biogas fra landbrug og affald	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sikring af langsigtede økonomiske rammevilkår</li> <li>• Indregning af fleksibilitetsværdi i subsidierne</li> <li>• Fortsat statslig bistand til godkendelser</li> </ul>
Solvarme	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indregning af langsigtede gevinster i samfundsøkonomien</li> <li>• Omkostningsægte tariffer</li> </ul>
Overskudsvarme	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indregning af langsigtede gevinster i samfundsøkonomien</li> <li>• Reduktion af behovet for høje tilbageløbstemperaturer i EE-indsatsen</li> </ul>
Overskudsvarme fra spildevand	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fremme økonomiske incitamenter til udnyttelse af overskudsvarmen</li> <li>• Integration af overskudsvarmen i kommunernes samlede energiplanlægning</li> </ul>
<b>Anvendelse af VE-ressourcer</b>	
Fra el til fjernvarme og fjernkøling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udbygning af fjernvarmenettet til den optimale grænse</li> <li>• Adgang for kommunerne til etablering af fjernkøling</li> <li>• Tilpasning af tarifstrukturen</li> </ul>
Gashybridanlæg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incitamenter til udrulning af hybridanlæg</li> <li>• Krav i bygningsreglementet om forberedelse til hybridanlæg</li> </ul>
Power-to-gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortsat fokus på forskning, udvikling og demonstration</li> </ul>
<b>Lagring og fleksibilitet</b>	
Lagring i fjernvarmenet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fortsætte udbygning med varmelagre</li> <li>• Adgang til salg af kølekapacitet og køleenergi</li> <li>• Indregning af langsigtede fordele ved fleksibilitet i samfundsøkonomien</li> </ul>
Fleksibelt energiforbrug i vandsektoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lempelse af økonomisk regulering for salg af energi</li> <li>• Teknologiuudvikling</li> <li>• Incitamenter i tarifstrukturen</li> </ul>
Varmeproduktion i affaldssektoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ændret beregning af affaldsbaserede afgifter</li> <li>• Ændring af regler om prislofter for varme</li> </ul>
Store batterier	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Følge teknologiuudviklingen tæt</li> </ul>
Elbiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Forsøg med fleksible markedsmodeller</li> <li>• Plan for ladeinfrastruktur</li> </ul>
Load shedding	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analyser af potentialer ift forbrugerkategorier, prisfølsomheder mv.</li> </ul>
Bygninger	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Krav i Bygningsreglementet om forberedelse til fleksible løsninger (nettilslutning, hybridanlæg)</li> <li>• Honorering i energisparsindsatsen for fleksibilitet</li> </ul>
Compressed Air Storage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Analyse af potentialer og samfundsøkonomi i Danmark</li> </ul>
<b>Understøttende indsatser</b>	
Strategisk energiplanlægning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Skærpede krav til kommunal energiplanlægning</li> <li>• Øgede ressource til energiplanlægning i kommuner og stat</li> <li>• Etablering af statslig "energiforligningsinstitution"</li> </ul>
Datadeling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indtil videre kun behov for at følge udviklingen</li> </ul>
Værdisætning af fleksibilitetsydelse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udvikling af markedsmodeller</li> <li>• Udvikling af modeller for værdisætning af fleksibilitetsydelse i samfundsøkonomiske analyser</li> </ul>

## BILAG 1: ELEMENTERNE I DET SMARTE ENERGISYSTEM

### ENERGINETTENE:

**Elnettet** er landsdækkende og det er forbundet med Norge, Sverige og Tyskland med flere forbindelser, ligesom der planlægges forbindelser til Holland og England. Der er således et Nordeuropæisk marked for køb og salg af el og for regulerydelser. Danmark tjener penge på transit af el fra et land til et andet, typisk mellem Tyskland og Norge. Derudover kan Danmark sælge overskydende el til udlandet, men til en pris, der er betydelig lavere end prisen på nettoimport. Elforbrug og elproduktion skal balanceres for transmissionssystemet og for hvert distributionsnet, da nettet ikke kan lagre el, og der skal sikres en tilstrækkelig stabil frekvens og inert i hvert net. Elnettet har således en central rolle, da vindenergi bliver den vigtigste nye vedvarende energikilde i Danmark og resten af Nordeuropa.

**Gasnettene** består langt overvejende af et naturgasnet, der dækker størstedelen af landet og er forbundet med Tyskland og Sverige samt Nordsøfelterne og to store gaslagre. Danmark er således med i et Nordeuropæisk marked for naturgas. Dertil kommer bygasnettet i Storkøbenhavn og enkelte biogasnet.

**Fjernvarmenettene** består af op mod 400 individuelle systemer, som er lokaliseret i alle bysamfund i Danmark på nær to samt mange landsbyer. De kan opdeles i 5 større transmissionssystemer med tilslutning til affalds- og biomassekraftvarme, en række mellemstore byer med kraftvarme og ca. 300 mindre net, som er forsynet med en kombination af primært gaskraftvarme, gaskedler, overskudsvarme, solvarme, geotermi, varmepumper, elkedler og biomasse. Alle fjernvarmenet har varmeakkumuleringstanke og indtil videre har 5 mindre værker etableret damlagre til sæsonlagring af solvarme mv. Hvert fjernvarmesystem er således et lokalt marked for varme, hvor de lokale varmekilder kan lastfordeles optimalt.

**Fjernkølenettene** er så småt under etablering flere steder, og der er et potentiale for omkring 600 lokale fjernkølenet i mindre distrikter, hvor der er tæt bebyggelse med kølebehov. Der er modsat ikke fordele ved at transportere fjernkøling over ret lange afstande.

### VE-RESSOURCER:

**Vindenergi** er både mht. ressourcer og økonomi den vigtigste vedvarende energiressource, som kan gøre Danmark uafhængig af fossile brændsler. Desværre kommer strømmen som vinden blæser med fluktuationer, der strækker sig over dage, uger og måneder. Hovedopgaven for det smarte energisystem bliver derfor at sikre, at hele vindenergien udnyttes maksimalt og på den mest økonomiske måde. Der udbygges med vindmøller i alle vores nabolande, og der er kun en delvis udjævning af de vejrbedingede fluktuationer mellem de geografiske områder.

**Vandkraft.** Danmark har i mange år udnyttet strøm fra vandkraft i Norge og Sverige. Energi-mæssigt er vandkraften mere stabil end vinden, men har sæsonbestemte fluktuationer og årsvariationer. Der optræder statistisk set våd-år og tør-år med 5-7 års mellemrum. Noget af vandkraften kan kun reguleres meget lidt, da den kommer fra opdæmmede floder og elve. Resten kommer fra opdæmmede søer og kan varieres indenfor de vandstandsvariationer, som miljøet tillader. Vandkraften er i det væsentlige fuldt udbygget.

**Tør biomasse (træflis, træpiller, halm)** er ligesom vind en vigtig vedvarende energikilde. Her tænkes kun på biomasse, der høstes bæredygtigt, i landbruget og i skove, hvor biomassen genskabes og dermed opfanger CO<sub>2</sub>. Skovene bidrager kun til at opfange CO<sub>2</sub> fra atmosfæren, hvis biomassen fjernes, så der kan dannes mere biomasse. En del biomasse produceres i Danmark, men der er et internationalt marked for biomasse. Biomassen udnyttes på de store kraftvarme-

værker, der skal sikre balance og forsyningsikkerhed i elnettet og samtidig levere grundlast i de store fjernvarmesystemer. De kan operere med en vis fleksibilitet i elnettet som følge af varmeakkumuleringstanke, by-pas af turbinen og andre produktionsenheder. Biomassen kan desuden udnyttes på biomassekedler, der er grundlast i dag og back-up på længere sigt i de mindre fjernvarmesystemer. Endelig vil tør biomasse ved forgasning kunne generere VE-gasser, som kan erstatte naturgas eller opgraderes til naturgas.

**Affald**, der er brændbart og ikke kan genanvendes, kan opfattes som en kombination af vedvarende energi, som biomasse, og ægte overskudsvarme, da varmen fra forbrændingen må bortkøles, hvis ikke den udnyttes. Der udveksles affald mellem landene, og der er et potentiale for import af affald fra lande, der endnu ikke kan udnytte energien.

**Biogas**, som produceres på grundlag våd biomasse kan bruges i lokale biogasnet og i naturgasnettet og dermed erstatte naturgas.

**Solceller** forventes at få en mindre rolle i Danmark, men markant kunne blive konkurrencedygtige med vindenergi. Solcellestrømmen følger kun delvist døgnforbruget, og stiller derfor også krav til energisystemet. Særligt kan der opstå problemer med kortvarige el-overløb i distributionsnet med mange små solcelleanlæg.

**Storskala solvarme** til fjernvarme er udbygget til 1 mio.m<sup>2</sup> i 2016 og det er anslået i Varmeplan Danmark, at der er et potentiale for 8 mio.m<sup>2</sup>. Solvarmen har døgn- og sæsonfluktuationer, men kan i kraft af de eksisterende varmelagre producere op til 20 % af årsproduktionen til de typiske fjernvarmenet. Muligheden for større solvarmedækning har fremmet investeringer i sæsonvarmelager, indtil videre på 5 mindre værker.

**Geotermi** er indtil videre kun i drift 3 steder i Danmark, da geotermi indebærer stor økonomisk risiko. På lang sigt kan der komme mere geotermi, som kun kan udnyttes med varmepumper, og varmeproduktionen skal helst være nogenlunde jævn.

**Overskudsvarme**, der kan udnyttes uden varmepumper er snart fuldt udnyttet, og der er flere eksisterende og kommende lavtemperaturressourcer, som kun kan udnyttes med varmepumper. Heraf indgår varme fra spildevand, som dog er meget lavværdig og vanskelig at håndtere.

**Omgivelsesvarme** fra jorden eller fra strømmende drænvand, drikkevand mv. betragtes terminologisk også som en vedvarende energikilde, men vil kun kunne udnyttes via varmepumper.

**Frikøling** er kulde fra omgivelserne (vand eller luft), som kan tilfredsstille et kølebehov uden brug af varmepumper. Frikøling kan således opfattes som vedvarende energi endog i højere grad end omgivelsesvarme.

## **ENERGILAGRE:**

**Vandkraft og pumpekraft** i Norge bidrager betydeligt til at lagre den fluktuerende vindenergi. Den del af vandkraften, som er opdæmmet med høje dæmninger i søer, hvor vandstanden må reguleres, kan ligesom gasfyret kraftvarme vælge at producere, når prisen er højest og så længe vandstanden ikke er for lav. Ved at investere i pumper, der kan pumpe fra en lavt liggende sø til en højt liggende sø kan etableres pumpekraft, som både kan forbruge el ved lave priser og producere en næsten tilsvarende mængde el ved højere priser. I det Nordeuropæiske marked er denne form for indirekte eller direkte el-lagring god indtjening for ejerne af vandkraftværkerne, men kapaciteten er begrænset.

**Varmeakkumuleringstanke** er tilkoblet stort set alle fjernvarmesystemer og fremmer en fleksibel kobling mellem el og fjernvarmen samt mellem fjernvarmen og forbrugerne. Tankene kan umiddelbart regulere døgnsvingninger og kompensere for ujævnt forbrug (natsækning), og ved

at etablere større tanke kan de regulere svingninger på ugebasis. Tankene blev i sin tid etableret for at gøre kraftvarmeverkerne fleksible. I fremtiden står de til rådighed til at opsamle solvarme og billig varme fra store varmepumper, elkedler og gasfyret kraftvarme.

**Damvarmelagre** til sæsonudjævning er en ny teknologi, der er udviklet til at sæsonlagre solvarme, så solen dækker ca. 50 % af årsvarmebehovet. Lagrene rummer derfor stor ledig kapacitet, som uden ekstra omkostninger kan bidrage betydeligt til at opsamle billig varme fra store varmepumper, elkedler og gasmotorer.

**Køleakkumuleringstanke**, der er en variant af varmeakkumuleringstanke, er en ny teknologi i Danmark, der er hastigt på vej frem. En af storskalafordele ved fjernkøling er, at man kan udjævne døgnsvingningen de varmeste dage med akkumuleringstanken og derved spare dyr kølekapacitet. Derved er køleakkumulatoren til rådighed til at optimere køleproduktionen, så man udnytter de laveste elpriser alle øvrige dage.

**Grundvandslagre** af varme og kulde, såkaldte ATES-anlæg er en central komponent i samspillet mellem fjernvarme, fjernkøling og de store varmepumper. Det rummer 5 egenskaber: sæsonkølelager, sæsonvarmelager, varmepumpen agerer kølespidslast, varmepumpen køler grundvandet og leverer fjernvarme ligesom varmepumpen kan producere yderligere fjernvarme og spilde kølingen, når det er fordelagtigt.

**Naturgaslagrene** har meget stor kapacitet til sæsonlagring, og naturgasnettet har tilmed et korttidslager indbygget idet trykket kan variere (line pack). Naturgassystemet kan således yde reserve for elsystemet. Det sker direkte i samspil med de gasfyrede kraftvarmeverker og indirekte i samspil med de gasfyrede spids- og reservelastcentraler i fjernvarmesystemet, idet disse kan være reserve for de store varmepumper, selv i lange perioder med meget høje elpriser. På lang sigt vil lagrene kunne rumme VE-gasser og således bidrage til, at også reserveenergien til elsystemet kan baseres på VE. Dertil kommer, at gaslagrene kombineret med biomasselagre formentlig vil kunne bidrage til forsyningssikkerheden i Nordeuropa i tørår.

**Elbatterier** kan etableres med en vis kapacitet i MW, så de kan bruges i kortere tid til vital forsyning af eksempelvis servere, indtil nødstrømsanlæg er i drift, men lagring af energimængder i MWh i et passende tidsrum er umiddelbart så dyrt, at det ikke selv med store prisfald vil kunne erstatte brugen af varmelagre, kølelagre, gaslagre eller vandkraft til indirekte lagring af el.

## **KONVERTERINGSTEKNOLOGIER:**

**Store eldrevne varmepumper**, der producerer varme til fjernvarmen, når prisen ikke er for høj, bliver en vigtig konverteringsteknologi i det fremtidige energisystem. Varmepumpens styrke er, at den ikke behøver at belaste kapaciteten i elsystemet, at den kan afbrydes i vilkårlig lang tid og, at den kan udnytte lavværdige overskudsvarmekilder og omgivelsesvarme.

**Store varmepumper til samproduktion af varme og køl**, der nyttiggør både varme og køl, og derfor hverken udsender spildkøling eller spildvarme, er særligt attraktive, da de udnyttes dobbelt. Derfor bør de indgå i den første bølge af store varmepumper i takt med, at fjernkølenetene udbygges eller meget store bygninger med kølebehov udveksler varme med fjernvarmen.

**Elkedler** kan benyttes til produktion af fjernvarme fra meget billig el og til at yde regulerydelser uden at belaste elnettet, eksempelvis opsamle overskudsstrøm, så man undgår at stoppe vindmøller eller solceller. Elkedler koster under 20 % af en varmepumpe og er derfor økonomisk interessante til trods for, at de kun vil være i drift ved meget lave elpriser.

**Hydrolyse**, eller power2gas, kan på længere sigt, udnytte billig el til at producere brint, som kan opgraderes til naturgas og videre til faste brændsler. Tabet ved processen kan begrænses ved at udnytte varmen fra processen i fjernvarmen.

**Absorptionsvarmepumper** kan producere køling ved hjælp af meget varmt vand ved eksempelvis 100 grader, der nedkøles til eksempelvis 80 grader. De benyttes i særlige tilfælde, hvor der er overskud af varme ved høj temperatur og, hvor den lidt lavere temperatur kan nyttiggøres. Teknologien er vigtig i de varme lande, men får næppe større betydning i det danske vindbaserede system.

#### **SLUTBRUGERE:**

**Små varmepumper** til de mindre varmekonsumenter udenfor fjernvarmesystemet har den fordel, at de øger aftaget af el, men de har ingen eller kun få muligheder for at gøre elforbruget fleksibelt med mindre de kobles sammen med varmelagre eller alternativ varmeproduktion.

**Hybridanlæg med gaskedler og små luft/vand varmepumper** er en lovende ny teknologi. Varmepumpen forvarmer returtemperaturen, som boostes op af gaskedlen, hvis det er nødvendigt om vinteren, ligesom gaskedlen kan overtage produktionen helt ved høje elpriser. Varmepumpen vil typisk producere størstedelen af varmen. Ligesom fjernvarmen udnytter denne løsning således kapaciteten i gasnettet til at skabe et fleksibelt elforbrug.

**Ledningsbaseret el til transport** til jernbane, letbaner, trolleybusser mv. kan udnytte mere el, men har ingen fleksibilitet.

## BILAG 2: REFERENCER

---

<sup>i</sup> Energinet.dk (2016): Biogas

<http://www.energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/VE-produktion/Sider/Biogas.aspx>

<sup>ii</sup> Energistyrelsen (2016): Forventet produktion af biogas frem til 2020

<http://www.ens.dk/forventet-biogasproduktion-frem-2020>

<sup>iii</sup> EA Energianalyse (2014): Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion

[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/biogas-taskforce/rapporter\\_taskforce/anvendelse\\_af\\_biogas\\_til\\_el\\_og\\_varme\\_2.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/biogas-taskforce/rapporter_taskforce/anvendelse_af_biogas_til_el_og_varme_2.pdf)

<sup>v</sup> Mathiesen, Brian Vad; Lund, Henrik; Hansen, Kenneth; Ridjan, Iva; Djørup, Søren Roth; Nielsen, Steffen; Sorknæs, Peter; Thellufsen, Jakob Zinck; Grundahl, Lars; Lund, Rasmus Søgaard; Drysdale, David William; Connolly, David; Østergaard, Poul Alberg (2015): IDA's Energy Vision 2015. Aalborg University

[http://vbn.aau.dk/files/222230514/Main\\_Report\\_IDAs\\_Energy\\_Vision\\_2015.pdf](http://vbn.aau.dk/files/222230514/Main_Report_IDAs_Energy_Vision_2015.pdf)

<sup>vi</sup> DANVA (2011): Optimal udnyttelse af varmeenergi fra spildevand. Forsknings- og udredningsprojekt nr. 18.

<http://www.danva.dk/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=files%2Ffiler%2Ffu+publikationer%2Foptimal+udnyttelse+af+varmeenergi+fra+spildevand.pdf>

<sup>vii</sup> BOLIUS (2015): Så meget el, vand og varme bruger en gennemsnitsfamilie.

<https://www.bolius.dk/saa-meget-el-vand-og-varme-bruger-en-gennemsnitsfamilie-279/>

<sup>viii</sup> Rambøll (2010): Varmeplan Danmark 2010.

[http://vbn.aau.dk/files/39039850/Varmeplan\\_Danmark\\_2010\\_Hovedrapport.pdf](http://vbn.aau.dk/files/39039850/Varmeplan_Danmark_2010_Hovedrapport.pdf)

<sup>ix</sup> Rambøll (2016): Køleplan Danmark 2016.

<http://download.ramboll-environ.com/ramboll/Koleplan-Danmark-2016-Rapport.pdf>

<sup>x</sup> Teknologisk Institut (2013): Undersøgelse af perspektiver ift. Smart Grid.

[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/side/task\\_2\\_-\\_undersogelse\\_af\\_perspektiver\\_ift\\_smartgrid.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/side/task_2_-_undersogelse_af_perspektiver_ift_smartgrid.pdf)

<sup>xi</sup> Morthorst, P.E. (2016): Oplæg ved konference. DTU.

<sup>xii</sup> Energinet.dk (2016): Miljørapportering

<http://www.energinet.dk/DA/KLIMA-OG-MILJOE/MILJOERAPPORTERING/Sider/default.aspx>

<sup>xiii</sup> Energinet.dk (2016): Solceller og batterier i Danmark

<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Klimaogmiljo/Solceller%20og%20batterier.pdf>

<sup>xiv</sup> Ecogrid Bornholm

<http://ecogridbornholm.dk/>

<sup>xv</sup> Energistyrelsen (2006): Redegørelse om mulighederne for anvendelse af prisfleksibelt elforbrug i det danske elsystem.

[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/redeg\\_prisfleksibelt\\_elforbrug\\_okt06\\_a.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/redeg_prisfleksibelt_elforbrug_okt06_a.pdf)

<sup>xvi</sup> Energistyrelsen (2016): Forsøgsordning for elbiler

<http://www.ens.dk/klima-co2/transport/elbiler/forsogsordning-elbiler>

<sup>xvii</sup> Energistyrelsen (2010): El- og hybridbiler, samspil med elsystemet.

[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/klima-co2/transport/elbiler/rapporter-elbiler/El\\_og\\_hybridbiler\\_samspil\\_med\\_elsystemet.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/klima-co2/transport/elbiler/rapporter-elbiler/El_og_hybridbiler_samspil_med_elsystemet.pdf)

<sup>xviii</sup> Energinet.dk (2016): Markedsmodel 2.0

<http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Teknisk%20baggrundsrapport%20-%20markedsmodel%202.0.pdf>

<sup>xix</sup> Lund, H. og Salgi, G. (2009): The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems.

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890409000429>