



INDIVIDUELLE VARMEPUMPER MED LAGER

FUTURE case 1



Ea Energianalyse

Projektleder



PORTEN TIL GRØN VÆKST



Projektet er støttet af



Projektet støttes af den Europæiske Regionaludviklingsfond og Interreg ÖKS samt Region Hovedstaden, Region Sjælland og Region Skåne.

Forfattere

Jakob Worm og Dorte Skaarup Østergaard, PlanEnergi, Luis Boscán og Jesper Werling, EA Energianalyse og Klaus Christian Jespersen, EWii Energi

Publiceret af
FUTURE

Layout forside og bagside
Kasper Laulund Kjeldsmark (Gate 21)

2021

FUTURE FREMTIDENS INTELLIGENTE ENERGI- OG RESSOURCESYSTEM

FUTURE-projektet består af syv visionære casesamarbejder på tværs af de tre regioner i Greater Copenhagen. De syv cases tester og demonstrerer forskellige teknologier, værktøjer eller forretningsmodeller indenfor vedvarende energi eller udnyttelse af ressourcer:

• Case 1: Fleksibel energilagring i individuelle bygninger

- Case 2: Integration af vedvarende energi i komplekse bygninger
- Case 3: Forbedret energihusholdning gennem balanceret varme og køling i sygehusbygninger
- Case 4: Energoptimering gennem smarte grids i bygninger
- Case 5: Cirkulære løsninger, der integrerer energi, ressourcer og affald
- Case 6: Resttekstiler som en del af fremtidens byggeri
- Case 7: Intelligent brug af produktdata, der forbedrer og fremmer genbrug i cirkulære samfund

Vedvarende energi

Projektet vil:

- Udnytte, integrere og lagre vedvarende energi bedre, så vi får et mere fleksibelt energisystem
- Fremme energieffektive løsninger i bygninger

Derfor skal vi designe løsninger og infrastruktur, der kan bygge bro mellem behovet for forsyningssikkerhed på den ene side, og det faktum at vedvarende energikilder ofte fluktuerer.

Ressourceudnyttelse

Projektet vil:

- Øge ressourceeffektiviteten og skabe en cirkulær omstilling af samfundet. Vi skal forlænge levetiden af materialer, genanvende affald og rester så de indgår i nye kredsløb.
- Begrænse produktionen af jomfruelige materialer og dermed også energiforbruget

Derfor demonstrerer projektet, hvordan man lokalt kan styre produkt- og materialestrømme, så man fremmer en mere intelligent materialeanvendelse

Læs mere her:

<https://www.gate21.dk/future/>

FUTURE

Individuelle varmepumper med lager – muligheder og økonomi

NORDJYLLAND

Jyllandsgade 1
9520 Skørping

MIDTJYLLAND

Vestergade 48 H, 3. sal
8000 Aarhus C

SJÆLLAND

A.C. Meyers Vænge 15
2450 København SV

Tlf. +45 9682 0400

Fax +45 9839 2498

www.planenergi.dk

planenergi@planenergi.dk

CVR: 7403 8212



Ea Energianalyse



Juni 2021

Indholdsfortegnelse

1	Indledning	4
2	Opsamling og konklusioner	6
2.1	Hvor fleksible er varmepumperne?	6
2.2	Hvad er den økonomiske værdi af fleksibel varmepumpedrift?	8
2.3	Perspektiver og barrierer	10
3	Bygningers mulighed for at bidrage med fleksibilitet	13
3.1	Krav til varmt brugsvand og opvarmning	13
3.1.1	Varmt brugsvand	13
3.1.2	Rumopvarmning	14
3.2	Varmeinstallationer og fleksibilitet	15
3.2.1	Brugsvandsinstallationer og akkumuleringstanke	15
3.2.2	Varmeanlæg og rumopvarmning	16
3.3	Hvor stort er fleksibilitetspotentialet?	17
3.3.1	Lagerkapacitet i brugsvands- eller akkumuleringstank	17
3.3.2	Varmeforbrug til varmt brugsvand	19
3.3.3	Rumopvarmning	21
3.3.4	Varmelagring i konstruktioner	22
3.4	Scenarier til vurdering af fleksibilitetspotentiale	24
3.5	Simpel vurdering af fleksibilitetspotentialet i huse på Lolland	27
3.6	Muligheder for fleksibel styring af varmepumper i praksis	31
4	Udfordringer i elsystemet og mulige løsninger	33
4.1	Udvikling af elsystemet i Danmark og Europa	33
4.2	Udvikling af elsystemet på Lolland-Falster	34
4.2.1	Nuværende situation i elsystemet på Lolland-Falster	35
4.2.2	Fremtidig situation i elsystemet på Lolland-Falster	39
4.3	Muligheder for at belønne varmepumpers fleksibilitet	41
4.3.1	Use-cases	48
4.3.2	Andre belønningsmuligheder	55
5	Økonomisk analyse af fleksibel drift af varmepumper	57
5.1	Metode	57
5.2	Modelbeskrivelse	57
5.2.1	Varmbehov	58
5.2.2	Varmeproduktion	58
5.2.3	Varmelageret	59
5.2.4	Økonomiforudsætninger	59
5.2.5	Elprissammensætning	59
5.3	Tarifering af transport i elnettet	59
5.3.1	Distributionselskabets tarifering	59

Rekvirent

Gate21

Kontaktperson:

Tommy B. Olsen

E:

Tommy.olsen@gate21.dk

M: +45 2810 3695

Rapport udarbejdet af:

PlanEnergi

Jakob Worm

M: +45 2972 6845

E: jw@planenergi.dk

Dorte S. Østergaard

M: +45 50530 6279

E: dso@planenergi.dk

Kvalitetssikret af:

Søren Poulsen

M: +45 9386 4475

E: sp@planenergi.dk

Projektreferance: 21-033

Ewii Energi

Klaus Chr. Jespersen

M: +45 2688 3451

E: kjes@ewii.com

Claus Weber

M: +45 28357329

E: clwe@ewii.com

EA Energianalyse

Jesper Werling

M: +45 6039 1705

E: jw@eaea.dk

Luis Boscán

M: +45 6013 1651

E: lbo@eaea.dk

5.3.2	TSO-tariffer	60
5.4	Lagerets funktion	62
5.5	Privatøkonomiske resultater	67
5.5.1	Etablering af referencehus	67
5.5.2	Lagerets betydning for fleksibilitet	69
5.5.3	Varmebehov for forskellige hustyper	70
5.5.4	Besparelse hvis konstruktioner anvendes som lager	71
5.5.5	Fremskrivning af økonomiske forudsætninger	72
5.5.6	Reduktion af CO ₂ -udledning ved brug af lager	74
5.6	Selskabsøkonomisk	76
5.6.1	Abonnementsløsning med Varmepumper uden lager	76
5.6.2	Aggregator - Skaleret løsning med varmpumper	77
5.6.3	Modellens anvendelse af bud på regulérkraftmarkedet	79
5.6.4	Fremskrivninger	80
5.6.5	Følsomhed for afskrivningsperiode	81

1 Indledning

Energi- og transportsektorerne står i disse år i en brydningstid, drevet af stærke politiske klimamålsætninger og en kraftig teknologiudvikling. 195 lande, deriblandt Danmark, har underskrevet Paris-aftalen, hvor de forpligter sig til at modvirke den globale opvarmning ved at holde den globale temperaturstigning under 2° C, og stræbe mod en temperaturstigning på kun 1,5°. Samtidigt er der de senere år sket dramatiske fald i prisen på solceller, vindmøller og batterier. I Danmark har et bredt flertal i Folketinget indgået aftale om en bindende klimalov, der skal sikre, at Danmark reducerer drivhusgasemissionerne med 70% i 2030 ift. 1990 og på langt sigt bliver klimaneutral i senest 2050.

Billiggørelsen af sol og vind og de ambitiøse klimamålsætninger betyder, at der i de kommende år forventes en kraftig udbygning med elproduktion fra sol og vind samt en betydelig elektrificering af energiforbruget. Da produktionen fra sol og vind er fluktuerende, vil øget fleksibilitet i elforbruget blive en vigtig del af fremtidens energisystem. For at nå de ambitiøse klimamål skal der ske en markant reduktion af anvendelsen af fossile brændsler til opvarmning. Her forventes varmepumpeløsninger sammen med fjernvarme at spille en væsentlig rolle. Rammerne for varmepumper er forbedret markant: PSO-afgiften er fjernet og elvarmeafgiften er reduceret til næsten 0.

Varmepumper kan potentielt tilføre energisystemet fleksibilitet og bidrage til at integrere solceller og vindkraft. Ved fleksibel udnyttelse kan driften i højere grad tilpasses elsystemets behov. Gate 21, DTU, Neogrid Technologies, Andel, REFA, HeatPlan og Kalundborg Kommune har indgået et projektsamarbejde under det større projekt FUTURE om at demonstrere fremtidens intelligente varmeløsninger i Lolland kommunes geografi. FUTURE-projektet vil bidrage til at finde løsninger til fremtidens fleksible energisystem og ser derfor på mulighederne for at elektrificere varmeproduktionen. Dette er særligt relevant på Lolland-Falster, da elforsyningen her er udfordret af, at elproduktionen fra sol og vind på visse tidspunkter er væsentligt højere end elforbruget. Målet med projektsamarbejdet er at teste og demonstrere, om varmesystemer bestående af en varmepumpe og et tilkoblet varmelager installeret i individuelle bygninger, kan bidrage til at integrere el fra vedvarende energi og forskyde energiforbrug. Dette er i projektet i gang med at blive demonstreret og testet i bygninger i Lolland Kommune.

FUTURE-projektet har undersøgt mulighederne for at forskyde forbrug i en lille skala med relativt få bygninger. For at analysere konsekvenser af en større udbredelse af disse løsninger og perspektivere resultaterne har FUTURE-projektet engageret PlanEnergi, EWII og Ea Energianalyse til at udføre et analysearbejde, som er afrapporteret i nærværende rapport.

Formålet med opgaven har været at udarbejde en analyse af balanceringspotentialerne med udgangspunkt i resultaterne fra de tests, der er udført i projektet, samt at gennemføre en bredere analyse af nuværende rammer og potentialer for at anvende individuelle varmepumper med lager. Herunder er fleksibilitetspotentialer og de afledte bruger-, virksomheds- og samfundsøkonomiske potentialer analyseret. Opgaven har haft til formål at svare på to hovedspørgsmål:

1. Hvad er de praktiske muligheder for at bidrage til fleksibilitet for individuelle varmepumper med lager?
2. Hvad er den økonomiske værdi af denne fleksibilitet for samfundet og for de forskellige aktører?

For mindre bygninger med varmepumper, er der kun et mindre fleksibilitetspotentiale i hver enkelt bygning. Hvis bygningerne bundtes sammen i en større pulje, vil de til gengæld samlet set kunne yde en vis fleksibilitet til elmarkedet. I dette projekt er et vigtigt element at se på, hvor meget fleksibilitet, der kan ydes, når en større mængde bygninger med varmepumpe og individuelt varmelager sammen kan levere ydelser til energisystemet.

Det bør nævnes, at der i løbet af 2021 er sket en stor stigning i elpriserne. Denne rapport tager udgangspunkt i el-spotpriser fra 2019, men det forventes dog ikke, at de højere elpriser har en stor indflydelse på rapportens konklusioner. Dette skyldes, at prisstigningen har påvirket spotpriserne generelt, og at forskellen mellem elprisen i spidslasttimer og lavlasttimer derfor ikke er ændret betydeligt. Dermed ændrer de høje elpriser ikke umiddelbart på rapportens resultater angående besparelsen der opnås ved at forskyde elforbruget til lavlastperioder.

2 Opsamling og konklusioner

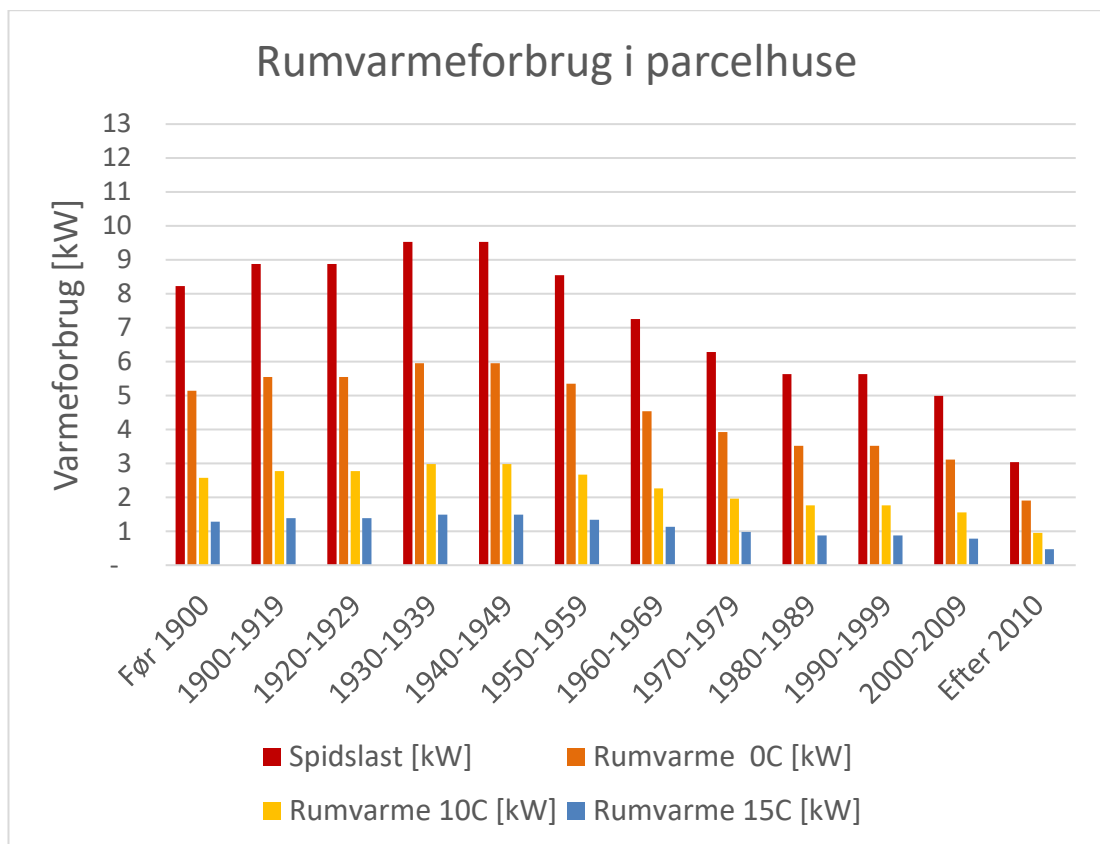
Der er i dag endnu ikke et naturgasnet på Lolland-Falster, og bygningsopvarmningen har derfor historisk været domineret af fjernvarme, olieopvarmning, biomasse og i mindre grad elopvarmning. Med de ambitiøse klimamålsætninger skal udfasningen af fossile brændsler accelereres, og her forventes fjernvarme og individuelle varmepumper at være en del af løsningen. Der er i dag på Lolland-Falster etableret flere mindre varmepumper til opvarmning, og over de kommende år ventes dette antal at stige markant. I projektet er antallet af parcelhuse uden fjernvarme på Lolland-Falster opgjort til ca. 7.400. Hvis det antages at 50% af disse vil få dækket hele varmebehovet med en varmepumpe, vil der samlet være 3.700 huse med individuelle varmepumper på Lolland-Falster. Under normal drift vil disse varmepumper anvende 3-6 MW el, men på en kold vinterdag kan elforbruget være helt op til 10 MW. Det kan sammenlignes med den samlede sol- og vindkapacitet tilsluttet på Lolland-Falster, der i dag er knap 800 MW.

Med udgangspunkt i situationen på Lolland-Falster har dette projekt undersøgt, hvor fleksibelt forbruget i varmepumperne kan blive, og der er særligt set på den øgede fleksibilitet ved installation af et PCM-varmelager i de enkelte huse. Den økonomiske værdi af den øgede fleksibilitet er derefter værdisat ved detaljerede analyser af varmepumpernes samspil med elmarkedet. Overordnet set peger analyserne på, at der er potentiale for reduktion af omkostninger til elkøb og elnettariffer på 10-20%, hvis varmepumperne udnyttes fleksibelt. Denne besparelse er dog ikke tilstrækkelig til at kunne økonomisk retfærdiggøre investering i et PCM-lager. Hvis fleksibiliteten opnås ved brug af de termiske lagringsmuligheder i husets konstruktion, er investeringerne væsentligt lavere, og økonomien ser positiv ud. Der er dog flere barrierer, som skal overkommes, hvis potentialet skal realiseres i praksis.

2.1 Hvor fleksible er varmepumperne?

Ud fra litteraturstudier og de praktiske forsøg på Lolland er det vurderet, hvor stor en lagerkapacitet og dermed fleksibilitet, som vil kunne opnås ved hhv. investering og drift af et PCM-lager, og ved brug af den termiske lagerkapacitet i husets konstruktion. I analysen vurderes det, at der til de videre analyser kan indregnes varmelagerstørrelser på 5, 8 og 13 kWh, mens der som udgangspunkt kan regnes med, at der kan lagres ca. 13 kWh i husets konstruktion i en standardbolig.

I rapporten er der også gennemført en analyse af rumvarmebehovet i forskellige typer af huse på forskellige tidspunkter af året, ved hhv. spidslast (-12 °C), 0 °C, 10 °C og 15 °C. Resultatet er vist i Figur 1, og som det fremgår ligger forbruget i disse perioder, afhængig af hustypen, på ca. 6-8 kW, ca. 4-6 kW, ca. 2-3 kW og ca. 1 kW. Med det største PCM-varmelager eller ved anvendelse af husets konstruktion som lager, kan der således ske en forskydning af forbruget på 2-3 timer i den koldeste del af året, 5-6 timer i forår og efterår og 12-13 timer om sommeren. Flexibilitetsmulighederne er således betydeligt bedre i den varme del af året, og der er relativt små muligheder for flytning af forbruget, når temperaturen er lav. Resultaterne peger dermed på, at der især i ældre huse, er behov for et relativt stort varmelager, for at opnå en fleksibilitet, der f.eks. giver mulighed for at forskyde varmeforbruget væk fra kogespidsen.



Figur 1: Estimeret simpelt rumvarmeforbrug i typiske danske parcelhuse i en time ved forskellige udetemperaturer

Der er fortsat nogle praktiske udfordringer, som skal overkommes, hvis mindre varmepumper i parcelhuse, skal styres fleksibelt. Vigtigst af alt, skal der tages særligt hensyn til det varme brugsvand, hvor der er krav om at opretholde visse temperaturer for at undgå Legionella. Det nuværende bygningsreglement kræver, at der altid kan opretholdes en temperatur på over 50 °C til varmt brugsvand, og denne høje temperatur begrænser lagerkapaciteten i typiske lagerløsninger. I bygninger med brugsvandscirkulation er udfordringen særligt stor, fordi der er et højt varmetab fra brugsvandsinstallationen og dermed et stort krav til opvarmning med en temperatur over 50 °C. Hvis man for alvor skal anvende et lager til fleksibilitet, vil det derfor være en fordel i fremtidige arbejder at få belyst, om dette kan gøres uden at påvirke risikoen for Legionella i brugsvandsinstallationerne.

Hvis en aggregator skal styre varmepumper og PCM-lagre i mange huse, kan variationen i husenes tekniske installationer og forskelle på de tilgængelige varmepumper, kræve individuelt tilpassede løsninger, som fordyrer processen. Der kan også være behov for, at aggregator laver individuelle aftaler med forbrugerne i forhold til deres krav til komfort, hvilket især er relevant hvis bygningskonstruktionerne anvendes som lager. Sidst skal også nævnes, at det kan være en barriere, at der ikke altid er plads til et stort lager i mindre bygninger, og at pladsforbruget under alle omstændigheder også kan ses som en udgift. Disse forskellige udfordringer kan være en barriere for at opnå fleksibilitet fra individuelle varmepumper i parcelhuse.

2.2 Hvad er den økonomiske værdi af fleksibel varmepumpedrift?

Elsystemet i Danmark og det øvrige Europa har de seneste år oplevet en markant vækst af elproduktion fra sol og vind, og med markante prisfald på sol og vind og ambitiøse klimamålsætninger forventes denne udvikling at blive accelereret. Samtidig forventes en accelereret elektrificering af energiforbruget. Dette giver energisystemet fire væsentlige udfordringer:

1. At sikre værdi af vind og sol når der er overskud af produktion.
2. At sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når det ikke blæser og solen ikke skinner.
3. Systembalancering, dvs. håndtering af vind og sols delvise uforudsigelighed og fluktuerende produktionsmønstre.
4. At sikre tilstrækkelig netkapacitet både på overordnet niveau og i de underliggende net.

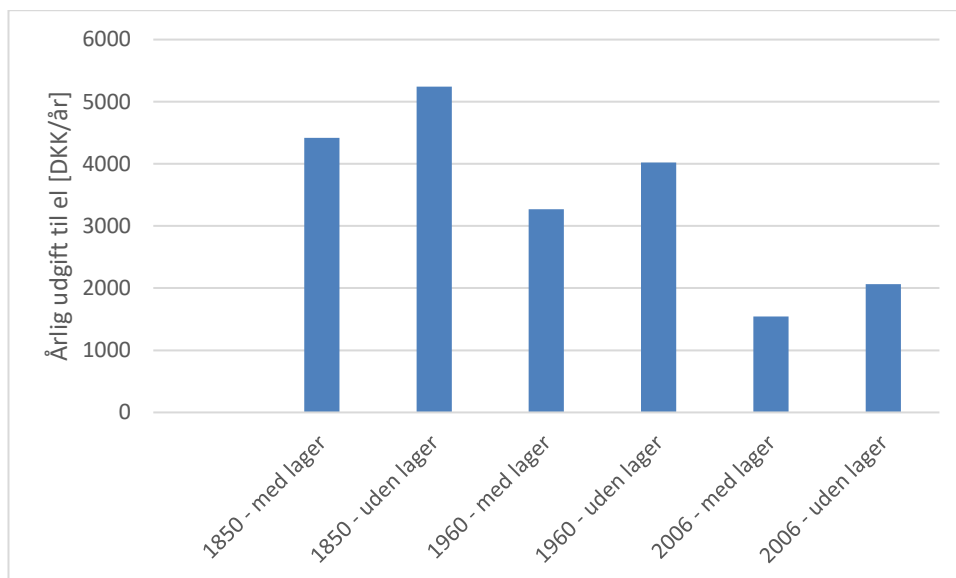
Værdien af fleksible løsninger, der kan bidrage til at løse disse udfordringer, prissættes i dag i forskellige elmarkeder og gennem tarifstrukturen for brug af elnettet. Rapporten giver et overblik over struktur og priser i disse markeder og peger også på forventninger til udviklingen i markedet. I elspot- og regulerkraftmarkederne kan der forventes mere varierende priser, og lokale fleksibilitetsmarkeder kan give yderligere værdi til fleksibel drift. Udviklingen i elnettatarifferne går i retning af yderligere tidsdifferentiering, opdeling af kapacitets- og energibetaling og muligvis geografisk differentiering af tariffer.

Med udgangspunkt i forskellige scenarier for udviklingen af priser i elmarkedet og på nettatariffer er der gennemført en række beregninger af drift af varmepumper i modelværktøjet energyPRO (EMD international, 2021). I basisberegningerne er der fokuseret på fleksibel drift i forhold til elspotmarkedet og de tidsvarierende elnettatariffer på distributionsniveau. Der er gennemført beregninger af forskellige husstørrelser og -typer og for forskellige varmelagerstørrelser.

Resultaterne viser, at i en standardbolig kan eludgiften til varmepumpen med grundforudsætninger reduceres fra ca. 4.200 kr. årligt ekskl. moms til ca. 3.800 kr./år med et varmelager på 5 kWh og til ca. 3.400 kr./år med et lager på 13 kWh. Dermed reduceres elbetalingen med hhv. ca. 10% og ca. 20%. Der er således mulighed for en besparelse ved at kunne anvende varmepumperne mere fleksibelt.

Hvis der medregnes en månedlig omkostning på 29 kr. til fleksibel elafregning, vil beboerne i et standardhus samlet set over 10 år kunne spare ca. 7.900 kr. på elregningen, hvis der installeres et 13 kWh lager. Det vil sige, at hvis lageret koster mindre end 7.900 kr. kan der med de anvendte elpriser og tariffer opnås en simpel tilbagebetalingstid på under 10 år. De undersøgte lagerløsninger vurderes imidlertid at have investeringsomkostninger på 9.200 kr. for 5 kWh og 24.000 kr. for 13 kWh, og denne investering er så høj, at det ikke er rentabelt at investere i et lager. Beregningerne viser, at investeringen i et varmelager har en ret lang tilbagebetalingstid; mindst 20-30 år.

Beregninger for andre hustyper og følsomhedsanalyser for ændrede elpriser og -tariffer giver resultater i samme størrelsesorden, dog med noget variation. I nye huse kan varmepumpedriften forskydes over længere tidsperioder grundet det mindre varmeforbrug, og omkostninger til det årlige elforbrug kan i nyere huse reduceres med hel op omkring 25%. Investeringen i PCM-lageret er dog under de nuværende priser og tariffer fortsat ikke rentabel. De beregnede årlige el-udgifter til opvarmning med varmepumpe for tre parcelhuse af forskellig alder, med eller uden varmelager på 13 kWh, er vist i Figur 2.



Figur 2: Beregnede årlige el-udgifter til opvarmning med varmepumpe i parcelhuse fra tre forskellige årgange og med eller uden lager på 13 kWh.

Der er også gennemført beregninger af de mulige besparelser, hvis man i stedet for et nyt lager gør brug af det termiske lager i husets konstruktion. Besparelsen er her af samme størrelsesorden som ved installation af et særskilt PCM-varmelager, men der er ingen eller få investeringer forbundet med denne løsning, og samlet set ser dette derfor ud til at være økonomisk attraktivt. Det vil dog stille betydelige krav til styring af varmepumpen ift. elmarkederne og komforten for husejerne.

Der er flere niveauer af styring, som husejeren kan indgå i. Med nogle fabrikater af nye varmepumper er det muligt at lave en relativt simpel styring så man så vidt muligt undgår de dyre timer fra kl. 17 til 20. Desuden er der mulighed for at styre efter el-spotmarkedet, hvis man har en el-købsaftale på timebasis. Ved at anvende husets konstruktioner som lager, kan de enkelte bygningsejere dermed indgå i el-spotmarkedet uden at være afhængig af en aggregator eller at skulle investere i et lager. Overslagsberegningerne viser besparelser over en 10-års periode på mellem 1.714 kr. og 4.255 kr., hvis der skal betales 29 kr. om måneden for at afregne efter spotpriser. I disse tilfælde er der altså stadigvæk mulighed for at den enkelte forbruger forholdsvis nemt kan opnå en besparelse, men besparelsen ser ikke ud til at være særlig stor.

Hvis der installeres et lager i forbindelse med en varmepumpe, giver det også mulighed for at reducere CO₂-udledningen der relaterer sig til varmepumpernes el-forbrug. Reduktionen i CO₂-udledningen er dog i denne rapport kun estimeret til omkring 36-42 kgCO₂/år pr husstand når der installeres et lager på 13 kWh. Dette svarer til en reduktion på mellem 2,7% og 6%. Denne besparelse opnås når driften er lageret er optimeret i forhold til el-pris, og det kan derfor tænkes, at der kan opnås en større CO₂-besparelse, hvis driften i stedet optimeres med henblik på at nedbringe CO₂-udledningen.

Der er en række forudsætninger, som gør det udfordrende at anvende et lager til at opnå besparelser på elforbruget til en varmepumpe. Ikke alle huse er egnede til at indgå i en styring hvor varmepumpen er slukket i en til flere timer ad gangen. Nye huse, der er velisolerede og med gulvvarme i et tungt klinkegulv, har mulig for at lagre varme i konstruktionen, men da varmebehovet er lille, er besparelsen ved at flytte

varmepumpedriften relativt lille. De nyere huse behøver dog ikke en lagertank som ældre huse typisk ville skulle bruge for at kunne indgå i elmarkederne. I de ældre huse er der til gengæld større effekter at flytte med, da varmebehov og varmepumpe ofte er større.

2.3 Perspektiver og barrierer

I udgangspunktet er der regnet med, at varmepumper optimeres efter elspotmarkedet og elnettarifferne, som man som almindelig forbruger har mulighed for at styre efter. Hvis der skal styres efter de mere avancerede elmarkeder, skal man som husejer samarbejde med en professionel aktør. Det kunne for eksempel være en aggregatorvirksomhed. Ewii energi, som deltager i dette projekt, kan evt. udfylde denne rolle. Den typiske situation ville være, at man har varmepumpen på et abonnement, og at man lader virksomheden styre driften af varmepumpen, så den indgår i en større pulje af varmepumper, som virksomheden styrer i forhold til elmarkederne. Som en del af analyserne er værdien af også at kunne deltage i regulerkraftmarkedet blevet beregnet, og resultaterne peger på, at omkostningerne til elkøb kan reduceres med 3-4 % ved udnyttelse af denne mulighed. På sigt kunne man også forestille sig, at fleksibiliteten i forbruget kunne bidrage med leverancer i de forskellige reservemarkeder, men det er ikke muligt som rammerne er i dag. Endvidere kan aggregatorvirksomheder facilitere optimering i forhold til elspotmarkedet og elnettarifferne, hvis forbrugeren ikke selv ønsker at deltage direkte.

Som husejer skal man dog ikke forvente nogen større besparelse. Det skyldes, at der ud over et eventuelt varmelager også skal investeres i styringsudstyr, ligesom der vil være driftsudgifter hos virksomheden til at overvåge og styre varmepumperne. For virksomheden vil det være en fordel, hvis mange af varmepumperne er så store, at de forsyner erhverv, institutioner eller bebyggelser. Disse installationer vil være relativt billigere at udføre og drifte end dem til en-familieboligerne, og forrentningen af investeringer til fleksibel drift vil være bedre.

For en evt. aggregatorvirksomhed, som overvejer at drive forretning med udgangspunkt i at styre en pulje af varmepumper, skal man kunne se frem til at puljen er ret stor, hvis man skal have fordel af at fjernstyre varmepumperne og lade puljen indgå i elmarkederne, ligesom de store varmepumper på fjernvarmeværkerne gør. For at kunne opbygge en pulje på flere tusind varmepumper kræver det udsigt til en økonomisk gevinst for både virksomhed og forbrugere samt en massiv markedsføring for at få forbrugerne gjort interesserede i at overlade styringen af varmepumpen i huset til en aggregatorvirksomhed. Derudover kan det være svært for aggregatoren at tilføre ekstra værdi i form af fleksibilitet, hvis individuelle forbrugere selv kan agere fleksibelt på elspotmarkedet, og dermed via nuværende smarte varmepumpeløsninger selv kan realisere en del af deres fleksibilitetspotentiale.

For Energinet og samfundet kan det være en fordel, hvis varmepumperne i højere grad kunne udnytte el produceret på sol og vind, da samplacering af elforbruget tæt på produktionsområder muliggør besparelser pga. et mindre behov for netudbygning og -forstærkning. I denne rapport er der set nærmere på Lolland-Falster, hvor der er en stor elproduktion fra især flere nye solcelleparker samt landplacerede vindmøller. Det giver en overproduktion på øen og kabelforbindelsen til Sjælland forventes i fremtiden at få endnu flere timer, hvor den bliver fuld belastet. Det er dog ikke en situation som selv en markant udskiftning af oliefyr til fleksible varmepumper på Lolland alene vil kunne ændre på, da

varmepumpernes forbrug vil ligge betydeligt under behovet for optag af produktion fra sol og vind. Men sammen med andre løsninger kunne fleksibel drift af varmepumper alligevel godt give et bidrag.

For el-distributionsselskaberne vil det være en fordel at kunne sprede forbrugene specielt omkring "kogespidsen", og derfor har man indført en spidslasttarif fra kl. 17 til 20 det meste af året. Her vil en styring af varmepumperne kunne gøre en forskel, så de så vidt muligt ikke er i drift i det tidsrum. Elforsyningen skal dog være opmærksom på, at varmepumperne ofte vil starte op igen efter få timers pause for at varme hus og eventuel tank op. Desuden vil de lokale elnet blive belastet i de timer, hvor elspotprisen er lav.

Alt i alt kan elsystemet have en fordel i at varmepumper er mere intelligente og styrbare, men som elprisvariationer og elnettarifferne er nu, er den økonomiske gevinst for forbrugeren ikke så stor, og der er ikke økonomisk plads til større investeringer, hvis driftsbesparelsen kun ligger på 500 kr./år.

Alt i alt peger analysen på forskellige barrierer, som vil skulle overkommes, hvis varmepumper skal agere fleksibelt og dermed bidrage til at løse udfordringerne i elsystemet:

- Forbrugere kan have manglende viden om varmepumpernes tekniske muligheder og manglende kendskab til elmarkedets muligheder.
- De fleste eksisterende varmepumper samt de fleste af de nye er ikke forberedt til at kunne styres efter prissignaler fra elmarkedet og temperaturkrav i boligen
- Prisen for små PCM-lagre (og vandlagre) er for høj til at det kan betale sig at investere i disse for at opnå større fleksibilitet i varmepumpernes drift.
- Hvis muligheder for termisk lagring i bygningskonstruktionen udnyttes til fleksibel drift, kan det medføre udsving i indetemperaturen, hvilket kan opfattes u hensigtsmæssigt af husets beboere. Endvidere er husene og varmepumpeanlæggene sjældent indrettet teknisk til at kunne styre indetemperaturen.
- Der er behov for mere viden om hvordan varmepumper i huse kan agere fleksibelt uden at det påvirker hygiejnen i bygningens brugsvandsinstallationer.
- Timeafregning efter spotpriser kan være forbundet med en omkostning hos elleverandøren. I dette projekt er der regnet med en månedlig omkostning på 29 kr.
- Elnettarifferne afspejler i dag ikke fuldt ud omkostningerne ved brug af nettet på forskellige tidspunkter. Yderligere tidsdifferentiering og geografisk differentiering kunne give mere kostægte signaler og formentlig give højere værdi til varmepumpers fleksibilitet.
- Det er i dag ikke muligt for individuelle forbrugere at deltage i intraday-, regulerkraft- og reservemarkederne, hvorfor dette skal ske gennem balanceansvarlige aktører. Men også for disse er der barrierer for deltagelse i markederne. I regulerkraftmarkedet er minimumsbudstørrelsen 5 MW, hvilket fx kræver et stort antal individuelle varmepumper for at deltage. I reservemarkederne er de tekniske krav strammere og vanskeliggør deltagelse af små enheder.
- Investeringer i IT-systemer og styring samt aftale med forbrugere kan være barrierer for, at aggregatorvirksomheder kan gå ind i markedet.

Hvis området med intelligente varmepumper skal have en rolle i fremtiden, skal der arbejdes på at overkomme disse barrierer. Mulige løsninger kunne fx være, at der lægges krav ind i

reguleringen, fx i Bygningsreglementet, så varmepumper og installationer er forberedt til styring:

- Varmepumpens styring skal indeholde mulighed for at følge tarifstrukturen på DSO-niveau således at forbrugeren kan vælge at kombinere varmepumpen med et lager eller acceptere en lidt lavere rumtemperatur i spidslast. Desuden mulighed for at vælge at udskyde produktion af brugsvand i spidslast.
- Ligeledes bør varmepumpen have adgang til spotmarkedspriser på nettet således at driften kan planlægges til at undgå de højeste timepriser. Dette skal kunne kombineres med spidslasttarifferne.
- Nye varmepumper bør også udstyres med varmemålere således at både varmeproduktion og elforbrug kan aflæses og statistik for COP kan vises. Dette tiltag er i høj grad rettet imod at opdage eventuelle fejl i driften af varmepumpen samt at sikre en effektiv drift. Tiltaget vil dog også gøre det lettere for en 3. part at kunne tilbyde overvågning og intelligent drift hvis måleudstyret er standard.
- Der bør være en højere grad af standardisering, så det er nemmere for f.eks. aggregatorvirksomheder at anvende en standardtilkobling af varmepumperne i deres pulje.

Alternativt skal de økonomiske incitamentener være større: for den enkelte forbruger kan det ske ved at udsving i tariffer bliver mere markante, eller for en fælles aggregator, at rammerne ændres, så mindre puljer med varmepumper nemmere kan deltage i flere elmarkeder, fx i markeder for regulérkraft og reserver.

Samlet set ser det ud til, at der fortsat er mange barrierer der skal overkommes før individuelle varmepumper kan komme ordentligt i spil og bringe fleksibilitet ind på elmarkedet. Den største barriere er at få en god business case ud af at levere fleksibilitet, da der fortsat er mange omkostninger forbundet med at samle en pulje varmepumper og drive dem fleksibelt, mens den økonomiske besparelse på nuværende tidspunkt ikke er så stor. Der ses et øget behov for fleksibilitet på elmarkedet i fremtiden, og derfor kan der stadigvæk være en stor værdi i, at få varmepumperne til at deltage aktivt. Mange af rammebetingelserne på elmarkedet er allerede på plads på nuværende tidspunkt, men rammerne kan forbedres, så det gøres nemmere for aggregatorvirksomheder at deltage.

3 Bygningers mulighed for at bidrage med fleksibilitet

Formålet med at installere en varmepumpe i en bygning er først og fremmest at sikre komfort og hygiejne, typisk i form af en behagelig rumtemperatur og rent varmt vand ved en behagelig temperatur. Derfor er det altid en prioritet, at disse krav tilfredsstilles, selv når varmepumpen styres fleksibelt og interagerer med elsystemet. Inden fleksibilitetspotentialer vurderes gives der derfor i dette afsnit en beskrivelse af hvilke varmebehov og krav der skal tilfredsstilles i bygninger, og hvilke muligheder de tekniske installationer giver for fleksibilitet. Derefter foretages en vurdering af hvor stort fleksibilitetspotentiale, der er i typiske bygninger, hvis de har et PCM-lager, eller hvis de ikke har. Til sidst gives der på baggrund af dette en opsummering af hvilke bygningskarakteristikker og lagerstørrelser, der undersøges nærmere i de brugerøkonomiske beregninger, samt et overslag over hvor stort fleksibilitetspotentialer samlet set er for parcelhuse på Lolland.

Kapitlet er opdelt i følgende sektioner:

1. Hvilke krav er der til komfort for rumopvarmning og varmt brugsvand, som varmepumperne i typiske bygninger skal kunne leve op til?
2. Hvilke muligheder giver typiske tekniske installationer i bygninger for at styre varmekonsumet fleksibelt?
3. Hvor meget fleksibilitet kan der opnås i typiske parcelhuse? Både hvis der anvendes et varmelager eller hvis der ikke er et varmelager.
4. Opsummering af input for typiske bygninger med varmelager, som anvendes til detaljeret simulering af forbrugerøkonomi i energyPRO
5. Overslag over fleksibilitetspotentialer for parcelhuse på Lolland
6. Undersøgelse af typiske varmepumpers mulighed for smart styring i praksis

3.1 Krav til varmt brugsvand og opvarmning

I de fleste bygninger hvor der installeres varmepumper, anvendes varmepumpen både til at levere varmt brugsvand og rumvarme. I en situation hvor varmepumperne i husene afbrydes for at levere fleksibilitet i elnettet, skal man derfor kunne sikre, at hygiejne og komfort i brugsvandsinstallationerne kan opretholdes, og at den termiske komfort i husene kan opretholdes. De følgende afsnit beskriver nuværende viden og problematikker i denne forbindelse.

3.1.1 Varmt brugsvand

Til varmt brugsvand er der i de fleste tilfælde installeret en brugsvandsbeholder eller akkumuleringstank i forbindelse med en varmepumpe. En brugsvandsbeholder henviser til en vandtank som indeholder det varme badevand, som kommer ud gennem bruseren, mens en akkumuleringstank derimod indeholder varmt vand, som føres gennem en varmeveksler for at opvarme det brugsvand vi bader i, når behovet for varmt vand opstår. Beholderne sikrer, at der er varme til rådighed til varmt brugsvand uden at varmepumpen skal kunne dække den maksimale spidslast til brugsvandsforbruget direkte når behovet opstår. Ifølge

dansk standard skal der i tilfælde uden en beholder kunne leveres ca. 33 kW til at dække den typiske spidslast til varmt brugsvand (Dansk Standard, 2009).

Ifølge det danske bygningsreglement (Bolig- og Planstyrelsen, 2021) skal brugsvandet i en brugsvandsbeholder opvarmes til en temperatur over 50°C. Ligeledes skal der altid kunne leveres 50 °C varmt vand ved alle tappesteder i boligen, og vandet i cirkulationsledninger skal alle steder opretholdes ved en temperatur over 50 °C (45 °C ved spidslast). For at overholde kravene, opretholdes typisk en temperatur på 55 °C i brugsvandstanken, og ved brugsvandscirkulation opretholdes 55 °C frem i cirkulationen, så det bliver returneret til tanken ved min. 50 °C. Man vil i danske varmepumpeinstallationer typisk ikke anbefale at opretholde højere temperaturer i brugsvandstanken (især ikke over 60°C i længere perioder), da det både giver større risiko for problemer med kalk og samtidig resulterer i lavere effektivitet for varmepumpen, hvis der skal leveres højere temperaturer.

Kravene til brugsvandstemperaturer er indført for at undgå Legionellabakterier i brugsvandsinstallationerne. Legionella kan især blive et problem hvis varmt brugsvand står stille ved temperaturer mellem 35-46 °C i rør eller tankinstallationer over en længere periode, da dette giver grobund for bakterierne. Det egentlige temperaturbehov i f.eks. et brusebad, er typisk omkring 40 °C. Man kan derfor argumentere for, at der kan leveres tilstrækkelig sikkerhed for både hygiejne og komfort, hvis en akkumuleringstank kan levere 45 °C varmt vand til øjeblikkelig opvarmning af det varme brugsvand gennem en gennemstrømningsvandvarmer, i en bygning hvor der kun er kort rørføring mellem veksleren og tappestederne. I denne situation vil brugsvandet ikke stå i en længere periode ved en u hensigtsmæssig temperatur. Derfor er der i tyske standarder en regel om, at installationer med små vandvolumener ikke behøver overholde samme temperaturkrav ift. Legionella. Det samme gælder dog ikke pt. i dansk lovgivning, og forskningsresultater på området kan på nuværende tidspunkt heller ikke bekræfte, at risikoen for Legionella ikke øges, hvis temperaturen sænkes, selv i installationer hvor vandvoluminet er lille.

3.1.2 Rumopvarmning

Til rumopvarmning bør varmeanlægget kunne sikre, at der opretholdes en temperatur på 20-22 °C i typiske rum i vores boliger. I plejeboliger og baderum, bør dette være 21-23 °C, da de fleste her har større komfortkrav. Beboeres komforttemperatur kan variere betydeligt, og mange har måske lavere temperaturer i soveværelset, mens temperaturen i stuer og opholdsrum kan være nærmere 23-24 °C i praksis.

Grundet de individuelle præferencer, er der i det danske bygningsreglement krav til, at der bør være mulighed for individuel indstilling af den ønskede rumtemperatur i forskellige rum. Varmeafgivelsen bør være automatisk styret ud fra målinger af rumtemperaturen i det enkelte rum, og temperaturen skal kunne styres med typiske udsving indenfor et 2 K spænd.

Ifølge standarderne bør varmeanlæg udformes og styres, så energispild undgås, og af denne årsag bør det overvejes om varmeanlægget kan slukkes eller varmeafgivelsen reduceres udenfor brugstiden i bygninger såsom kontorer, butikker og skoler. Det bør dog overvejes om det er rentabelt i bygninger forsynet med fjernvarme eller varmepumper. Dette skyldes f.eks. hensyn til spidslastsituationerne, der kan opstå efter perioder med temperatursænkning.

Man bør være opmærksom på, at beboernes termiske komfort afhænger af mange andre faktorer udover lufttemperaturen i boligen. Dette kan blandt andet være temperaturen på de indvendige overflader i boligen og træk fra utætheder eller ventilation i bygningen. I huse,

som ikke er så godt isoleret, kan indersiden af ydervæggene blive kolde om vinteren. For at opveje for varmestråling til de kolde vægge, vil mange derfor ønske en højere lufttemperatur, for at opnå samme overordnede termiske komforttemperatur. Det samme kan gøre sig gældende i tilfælde hvor beboerne oplever træk.

3.2 Varmeinstallationer og fleksibilitet

Når man vurderer fleksibilitetspotentialer i typiske husstande, skal man have sig for øje, hvilke muligheder for fleksibilitet, de typiske husinstallationer giver. I den følgende tekst gives en generel beskrivelse af de typiske muligheder for fleksibilitet i standardinstallationer.

3.2.1 Brugsvandsinstallationer og akkumuleringstanke

Brugsvandsinstallationer eller akkumuleringstanke er ofte placeret og styret centralt ved varmeinstallationen. Styringen foretages typisk efter en temperaturmåling i vandet øverst i beholderen, som søges opretholdt ved en given indtastet temperatur, typisk omkring 55 °C. Grundet den centrale placering og styring er der god mulighed for at lave en intelligent løsning, hvor vandet i tanken aflades eller opvarmes.

Hvis beholderløsningernes afladning og opladning styres intelligent efter el-priser og prognoser, kan beholderen både anvendes til at mindske eller øge elforbruget fra nettet. Elforbruget kan mindskes ved at slukke varmepumpen og dermed ikke opretholde opvarmningen af lageret, hvilket f.eks. kan være relevant under perioder med spidslast i elnettet. Derudover er der mulighed for at afkøle vandet i lageret inden en periode, hvor prognoserne viser, at der vil være overproduktion af el i nettet, hvorved der kan optages ekstra el til at opvarme vandet i lageret igen. Som nævnt er denne løsning ikke oplagt i en brugsvandstank, grundet risiko for Legionella, men det kan være relevant i en akkumuleringstank. Man bør dog være opmærksom på, at der i så fald måske vil være tidspunkter i den givne periode, hvor beboerne ikke har varmt vand til rådighed til bad, opvask, etc.

I en del større huse og de fleste større etageejendomme og bygninger, er der brugsvandscirkulation. Dette vil sige, at der konstant cirkulerer varmt brugsvand i rørføring rundt i bygningen, så man ikke skal vente lang tid før det varme vand er blevet ført fra den centrale brugsvandstank og op til vandhaner og brusere i de individuelle badeværelser. Da der er varmetab fra cirkulationsrørene, må vandet cirkulere konstant, så det opretholder temperaturen på minimum 50 °C. I bygninger med brugsvandscirkulation bør man derfor være opmærksom på, at der af hygiejnehensyn altid skal anvendes varme til at opretholde cirkulationstemperaturen. Det anbefales i hvert fald pt. ikke at sænke denne temperatur i perioder, heller ikke udenfor bygningens brugstid. Det kan betyde, at der er et varmekonsum til brugsvandscirkulation, som ikke kan undgås, eller at varmelagerets kapacitet bliver begrænset, fordi det bliver utilstrækkeligt så snart temperaturen i lageret falder under 50°C.

Man kunne også forestille sig, at strømforbruget i varmepumperne kan øges i bygninger med en brugsvandstank eller akkumuleringstank, hvis temperaturen i tanken øges midlertidigt. Dette kunne f.eks. gøres i bygninger med brugsvandstank, hvor temperaturen kan øges fra 55 °C til 60 °C, hvilket også er anbefalelsesværdigt at gøre med jævne mellemrum for at mindske risikoen for Legionella. Det kan fortsat ikke anbefales at øge temperaturen yderligere, da det øger risikoen for kalk, korrosion og skoldning. Dette potentiale er dog ikke

inkluderet i nærværende rapport grundet den lille størrelse, og fordi de analyserede tanke i dette projekt, ikke er brugsvandstanke men akkumuleringstanke.

I denne rapport undersøges muligheden for at anvende en akkumuleringstank til at optage overskuds-el i perioder med for stor elproduktion eller afgive varme i perioder, hvor varmepumpen slukkes. Denne type akkumuleringstank kan enten være en ekstra tank, som installeres i bygningen, eller det kan være den akkumuleringstank, som er knyttet til det varme brugsvand. I førstnævnte tilfælde bør man være opmærksom på, at der i så fald tilføjes en ekstra omkostning til varmeinstallationen og et ekstra varmetab fra det ekstra varmelager. Derudover optager lageret også ekstra plads, hvilket måske ikke er til rådighed i alle boliger og også kan ses som en omkostning for beboeren. Hvis akkumuleringstanken er knyttet til det varme brugsvand kan man risikere, at der ikke er varme til rådighed til at levere varmt brugsvand i perioder, hvor lageret tømmes.

3.2.2 Varmeanlæg og rumopvarmning

Almindelige danske parcelhuse er typisk opvarmet med radiatorer, der er udstyret med mekaniske termostatventiler. Nyere huse er ofte opvarmet med gulvvarme, som også typisk er termostatstyret. Termostaterne fungerer ved, at de regulerer mængden af varme der tilføres rummet, så den rumtemperatur, der er indstillet på termostaten opretholdes uanset ændringer i varmetab eller varmetilskud, f.eks. grundet ændringer i udetemperaturer, personbelastning eller solindfald.

I den typiske varmeinstallation kan man forholdsvis nemt lukke for varmen for at reducere elforbruget i varmepumperne i perioder hvor der er spidslast i elnettet. I dette tilfælde vil varmepumpen blot stoppe med at levere varme til radiatorerne, og temperaturen i rummene vil falde kortvarigt.

Derimod giver denne type installation ikke uden videre mulighed for at øge varmeforbruget til rumopvarmning i husene, for at anvende ekstra el i perioder med overskud eller for at opvarme husene ekstra, inden der slukkes for varmen. Dette skyldes, at termostatventilerne fungerer ved, at de altid vil sikre den indstillede temperatur i hvert rum, hvorved de vil lukke af for varmetilførslen til radiatoren, hvis man f.eks. øger fremløbstemperaturen fra den centrale installation for at booste varmetilførslen i en periode. Det er muligt at omgå problematikken, ved at åbne helt op for de mekaniske radiatortermostater i centrale opholdsrum (sætte dem på højeste indstilling) og justere fremløbstemperaturen til varmeanlægget, indtil komforttemperaturen opnås i boligens centrale rum. Derved kan man opretholde komfort i alle rum, men samtidig er der mulighed for at afgive ekstra varme, hvis varmekurven øges. Dette kan dog ikke uden videre anbefales, da termostaternes funktion derved sættes ud af spillet, og de kan ikke længere regulere komforten i de individuelle rum eller reducere varmeforbruget i situationer med et stort varmetilskud fra f.eks. personer, elektrisk udstyr eller solindfald. I disse tilfælde vil rummene overophedes og der anvendes unødigt varme, mens komforten reduceres. Løsningen kan være relevant i huse, hvor operatører som f.eks. Neogrid Technologies laver detaljeret intelligent styring, som kan tage højde for vejrudsigter og intern varmebelastning i den intelligente styring, og derved sikre mindst muligt energiforbrug og højest mulig komfort. I nærværende rapport er løsningen dog ikke inkluderet, da potentialet ikke forventes at være let realiserbart for en aggregatorvirksomhed.

I huse med elektroniske termostater eller en central termostat til styring af komforttemperaturen, som har direkte forbindelse til varmeinstallationen, kunne man

forestille sig, at man i fremtiden også kan øge varmekonsumet i husene. Dette kan gøres ved at en tredjepart har mulighed for via internettet at regulere set-punktet i de elektroniske termostater, hvis der er et ønske om at optage mere strøm fra elnettet. Potentialet for denne løsning er afhængigt af beboernes komfortkrav – f.eks. er der måske ikke mange, som er interesserede i at temperaturen i soveværelset øges om natten. Derudover bør det overvejes hvornår det giver mening at øge temperaturen, da den ekstra varme også koster penge og vil give ekstra udgifter til varmekonsum og øget varmetab. Det øgede forbrug skal derfor komme beboerne til gode. Dermed giver det ikke den store mening at øge temperaturen om sommeren, hvor der ikke er varmebehov i husene, og måske heller ikke i rum der ellers er uopvarmede, hvilket eksempelvis kan være tilfældet for nogle kælderrum eller soveværelser.

3.3 Hvor stort er fleksibilitetspotentialet?

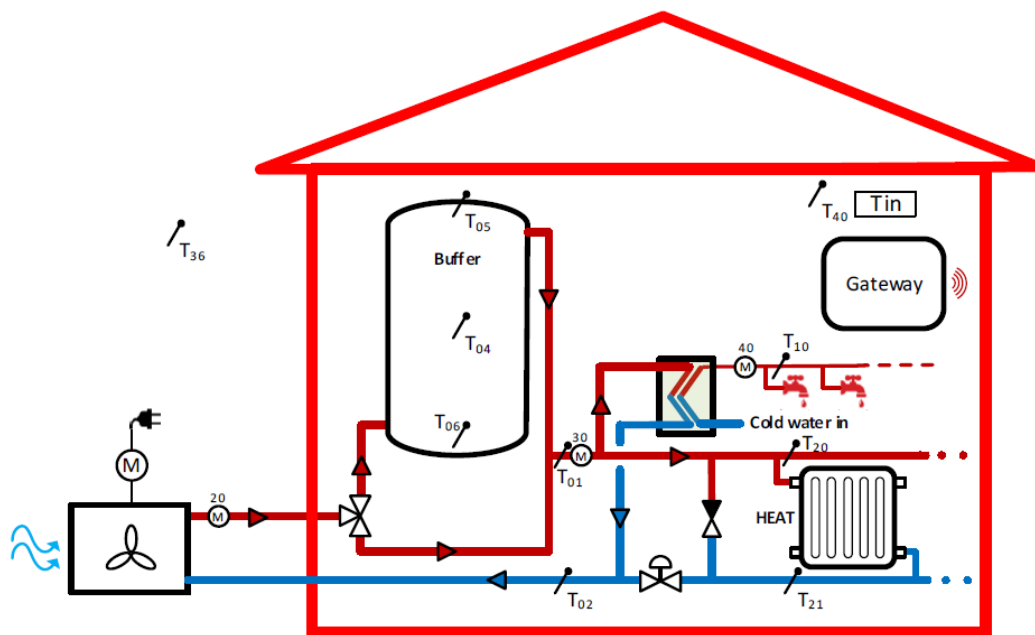
3.3.1 Lagerkapacitet i brugsvands- eller akkumuleringstank

Der er umiddelbart ikke udført så mange studier af fleksibilitetspotentialet i brugsvands- eller akkumuleringstanker. Dette skyldes måske problematikker angående Legionella, men er måske også fordi, at der er mindre potentiale for at lagre varme i en tank end i husets konstruktioner. Derudover vil en forøgelse af brugsvandstankens størrelse eller installation af en ekstra akkumuleringstank kræve en ekstra investering, hvilket gør løsningen mindre attraktiv. I en tidligere rapport fra Teknologisk Institut (Olsen & Poulsen, 2015) er det eksempelvis estimeret at en vandbeholder på 200 L vil kunne afgive ca. 3,4 kWh når den afkøles fra 55-40 °C, mens en typisk middeltung bygning på 100 m² har en lagret energimængde på ca. 16 kWh hvis temperaturen sænkes 2 °C.

I nærværende projekt, er det en Suntherm lagertank på 400 L der undersøges. Tanken er en akkumuleringsbeholder, som også anvendes til at opvarme det varme brugsvand via en varmeveksler, når der er behov.

Forskellen på denne tank og en standard vandbeholder, er at den indeholder PCM sticks. Indholdet består derfor af ca. 123 kg PCM og 273 kg vand. Beholderen og installation heraf er illustreret i Figur 3.

PCM-materialet kan indeholde en større mængde varme pr. kg end vandet, og når beholderen aflades, overføres denne varme til vandet som strømmer gennem beholderen. Beholderen opvarmes til 55 °C og modsat en almindelig brugsvandstank, er der ikke lagdeling i beholderen, men hele tankens volumen opvarmes til denne temperatur. Beholderen har et varmetab, der er estimeret til 2 W/K. Ved opstilling i et rum med en temperatur på 20 °C udgør varmetabet dermed 70 W.



Figur 3: Skematisk illustration af lagerbeholderen der er testet i FUTURE projektet. Beholderen er installeret på primærsiden, og indeholder altså varme og ikke varmt brugsvand. Både opfyldning og afladning foregår gennem rørføring som føres ind i bunden og ud i toppen, og for at lagre mest mulig energi er der ikke en temperaturlagdeling i tanken, på samme måde, som i en brugsvandstank.

I dette projekt ses der på 3 scenarier for fleksibilitet i tankløsningen:

- 1) Den fulde beholder på 400 L afkøles fra 54 °C til 44 °C. Ved dette temperaturniveau kan der afgives varme til bygningen gennem radiatorer. Der kan leveres varmt brugsvand gennem varmeveksleren, hvis bygningen ikke har brugsvandscirkulation, og man antager at den danske lovgivning lempes svarende til den tyske, så der blot skal kunne leveres en brugsvandtemperatur på 40 °C ved tappestederne.
- 2) Den fulde beholder på 400 L afkøles fra 54 °C til 34 °C. Ved dette temperaturniveau kan der afgives varme til bygningen gennem gulvvarmeanlæg. Der kan ikke længere leveres tilstrækkelig temperatur til varmt brugsvand.
- 3) Der er to separate beholdere på hver 200 L, hvorved kun halvdelen af det fulde volumen afkøles fra 54 °C til 44 eller 34 °C, mens den anden halvdel er backup til brugsvandsopvarmning. Derved kan der leveres den nødvendige temperatur til varmt brugsvand i en vis periode, mens en anden beholder kan levere rumopvarmning mens varmepumpen er slukket.

Scenarie 1:

Ifølge udregninger fra DTU BYG, kan det teoretiske fleksibilitetspotentiale i en 400 L tank der afkøles fra 54 °C til 44 °C udregnes til:

$$\text{Varme i PCM: } 2,5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \cdot 10 \text{ K} \cdot 123 \text{ kg} + 265 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 123 \text{ kg} = 35.670 \text{ kJ} = 9,9 \text{ kWh}$$

$$\text{Varme i vand: } 4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \cdot 10 \text{ K} \cdot 273 \text{ kg} = 11.466 \text{ kJ} = 3,2 \text{ kWh}$$

Altså et teoretisk potentiale på i alt 13,1 kWh. Det maksimale målte potentiale i laboratoriet ved samme temperaturer er dog pt på 7,86 kWh, mens potentialet der er målt under test i huse på Lolland er estimeret til ca. 5 kWh. Altså ca. 40% af det fulde teoretiske potentiale.

Scenarie 2:

Ud fra samme beregninger ses på en situation, hvor tanken afkøles til 34 °C:

$$\text{Varme i PCM: } 2,5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \cdot 20 \text{ K} \cdot 123 \text{ kg} + 265 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 123 \text{ kg} = 38.745 \text{ kJ} = 10,8 \text{ kWh}$$

$$\text{Varme i vand: } 4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \cdot 20 \text{ K} \cdot 273 \text{ kg} = 22.932 \text{ kJ} = 6,4 \text{ kWh}$$

Altså et totalt teoretisk potentiale på 17,2 kWh. Det antages at det realiserbare potentiale tilsvarende som for DTUs test, udgør 40% af det teoretiske, hvorved det bliver 6,9 kWh.

Scenarie 3:

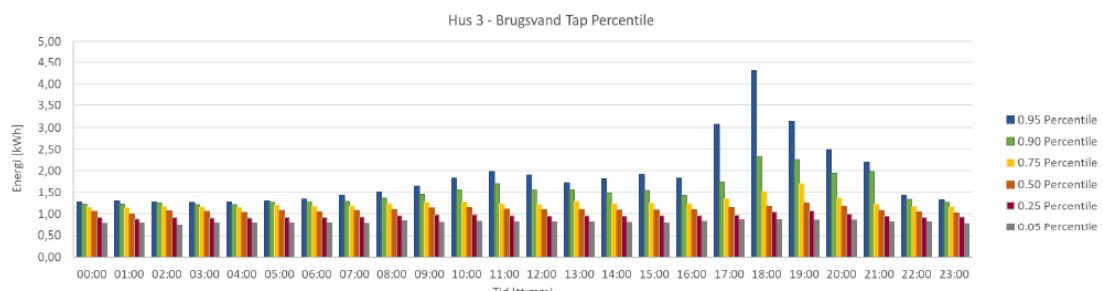
I det sidste scenarie ses nærmere på en situation, hvor lagerbeholderen opdeles i to tanke på hver 200L. Derved kan de 200L frit afkøles til at dække behovet til rumopvarmning. I et hus med radiatorer antages det at tanken kan levere varme indtil den er afkølet til 44 °C, mens det i et hus med gulvvarme antages at der kan leveres varme fra tanken indtil den er afkølet til 34 °C. Potentialet antages at være halvdelen af det tidligere målte, eftersom voluminet er det halve. Det vil sige 2,5 kWh i et hus med radiatorer og 3,5 kWh i et hus med gulvvarme. Hvis lagerets fulde teoretiske potentiale realiseres, er varmelageret på 6,5 kWh eller 8,6 kWh.

3.3.2 Varmeforbrug til varmt brugsvand

Med baggrund i den nuværende lovgivning anses det ikke som særlig oplagt at afbryde varmepumper i huse med brugsvandstank og brugsvandscirkulation for at skabe fleksibilitet i elnettet. Det vil give risiko for, at lovgivningens krav til temperaturer i tank og cirkulation ikke kan opretholdes, og at der kan opstå større risiko for Legionella. Hvis det er muligt, kan man derfor vælge enten fortsat at anvende varmepumpen til at levere varme til brugsvand,

men kun afbryde rumopvarmningen, eller man kan vælge at anvende varme fra et varmelager til at dække varmebehovet til brugsvand.

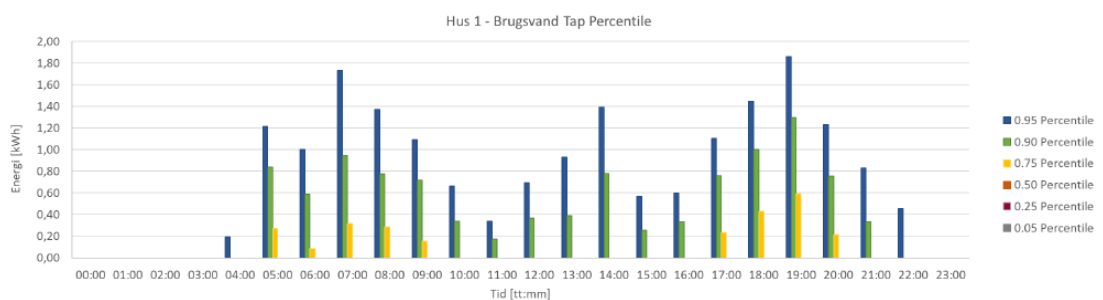
DTU BYG og NeoGrid Technologies har foretaget målinger i tre parcelhuse på Lolland hvor den nævnte Suntherm lagertank på 400 L er installeret. På Figur 4 ses det målte varmeforbrug til brugsvand i et forsøgshus med brugsvandscirkulation. Heraf fremgår det, at der anvendes næsten 1 kWh til varme i cirkulationssystemet hver time, da dette er minimumsforbruget selv i timerne om natten.



Figur 4: Graf over målte varmeforbrug i brugsvandsinstallation i hus med brugsvandscirkulation.

Modsat varmetabet til brugsvandscirkulation, så varierer selve forbruget af varmt vand meget, og kan være forholdsvis umuligt at forudsige helt præcist. DTU BYG har lavet målinger af varmeforbrug til brugsvandstap i de tre parcelhuse på Lolland over en længere periode, og derudfra kortlagt hvor stor sandsynlighed, der er for at der tappes varmt brugsvand på forskellige tidspunkter af dagen, samt hvor stor en mængde varme der skal være til rådighed ved de forskellige brugsvandstap. Figur 5 viser en oversigt over målingerne der er foretaget i testhus 1. Grafen viser sandsynligheden af at der foretages forskellige størrelser tapninger af varmt brugsvand på forskellige tidspunkter af døgnet. Huset har ikke brugsvandscirkulation.

Det skal siges, at brugsvandsforbruget varierer meget mellem husstande og er meget afhængigt af antallet af beboere og aldersfordelingen. Derudover skal det nævnes at nedenstående graf gengiver målinger, som er foretaget under Corona-nedlukningen hvor brugsvandsbehovet i mange husstande måske har været øget, fordi alle var hjemsendt. Grafen viser forbruget i det hus, som havde størst forbrug af de udvalgte testhuse, og som også havde flest beboere (3 voksne og 2 børn). Det gennemsnitlige brugsvandsforbrug i huset var ca. 150 L/døgn.



Figur 5: Sandsynlighed for tap af brugsvand på forskellige tidspunkter af døgnet i testhus 1, samt energimængden der tappes ved de målte forbrug.




Som det ses af grafen, som er opsummeret af DTU BYG ud fra målingerne, vil akkumuleringsstanken maksimalt skulle kunne tilfredsstille et behov på ca. 2,0 kWh hvis der er lukket for varmen i en time, mens den skal tilfredsstille et maksimalt behov på ca. 3,5 kWh hvis der er lukket for varmen i 2 timer. Der er ofte ikke noget forbrug af varme til varmt brugsvand om natten.

3.3.3 Rumopvarmning

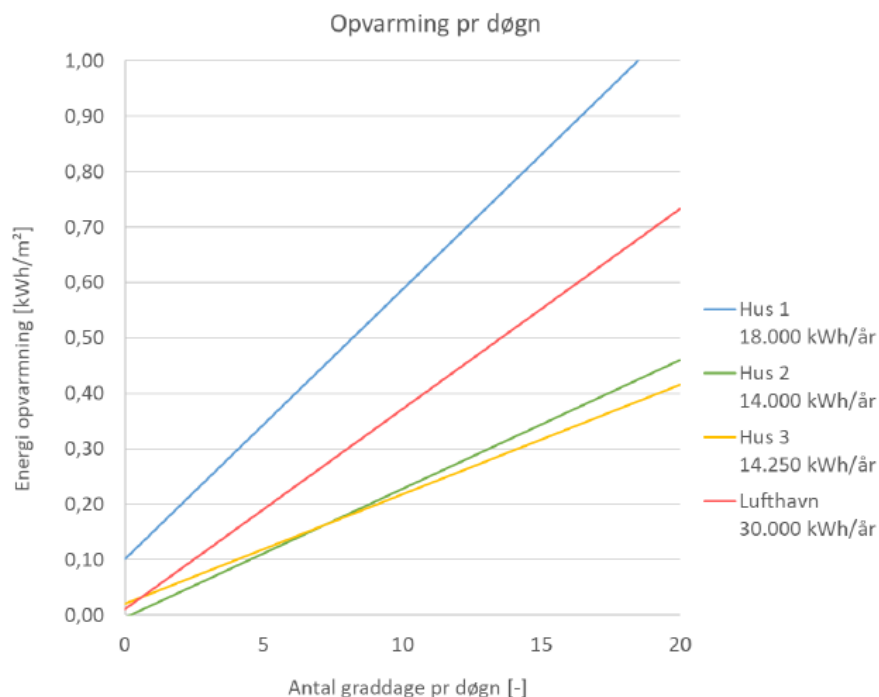
Generelt er der større fleksibilitetspotentiale i bygningernes konstruktioner end i en brugsvands- eller akkumuleringsstank. Som tidligere nævnt viser overslagsberegninger fra Teknologisk Institut (Olsen & Poulsen, 2015), at der kan frigives ca. 16 kWh energi i et middeltungt hus på 100 m² hvis temperaturen sænkes 2 K, mens Neogrid Technologies i dette projekt estimerer at to af husene, der måles i på Lolland har en varmekapacitet på omkring 15 kWh/°C.

Målingerne, som er udført af DTU BYG og Neogrid Technologies, er udført i tre parcelhuse på Lolland, hvor der også er installeret en Suntherm lagertank. Husene er fra henholdsvis 1947, 2005 og 1998. Hus 1 er 125 m² stort, mens hus 2 og 3 er henholdsvis 179 m² og 190 m², og de årlige varmeforbrug i husene er på henholdsvis 144 kWh/m², 79 kWh/m² og 75 kWh/m². Konstruktionen i hus 2 er let, mens både hus 1 og hus 3 er tungere murstenshuse. Informationerne er opsummeret i Tabel 1.

Tabel 1: Nøgletal for de tre test-huse på Lolland, hvor der er installeret en Suntherm lagertank.

			
	Hus 1	Hus 2	Hus 3
Opført	1947	2005	1998
Areal [m ²]	125	179	190
Varmeforbrug [kWh/m ² pr. år]	144	79	75

Sammenhæng mellem varmeforbrug til rumopvarmning og udetemperaturen for de tre huse, er vist i Figur 6. Som det ses af figuren har hus 2 og 3, som er nyere huse fra 2005 og 1998 nogenlunde ens profiler, mens hus 1, som er et ældre hus har et tydeligt større varmebehov. Ved en gennemsnitlig udendørstemperatur på 5 °C er varmebehovet i det ældre hus ca. 3,6 kW/time, mens det er ca. 2,0 kW/time i de nyere huse. Ved 0 °C udetemperatur er forbruget ca. 4,7 kW/time i det ældre hus, mens det er ca. 2,8 kW/time i de nyere huse.



Figur 6: Målt sammenhæng mellem antal graddage og døgnets energiforbrug til rumopvarming i de tre testhuse på Lolland.

I dette studie anvendes beregningerne på varmebehovet hovedsageligt til at vurdere, hvor mange timers forbrug, der kan lagres i det beskrevne PCM-lager. Der er altså tale om, at varmepumpen kan producere ekstra varme, som fyldes på lageret når elprisen er lav og forbruget i huset er mindre end varmepumpens og el-stavens maximale kapacitet. På samme måde kan lageret tømmes for varme i perioder, hvor elprisen er høj, hvorved varmebehovet dækkes uden at varmepumpen skal køre.

3.3.4 Varmelagring i konstruktioner

Et alternativ til at investere i en lagertank, er som tidligere nævnt, at anvende bygningens konstruktioner som varmelager. Herved kan varmepumpen slukkes i en periode, hvor rumtemperaturerne i bygningen derfor vil falde fordi opvarmningen er afbrudt. Men fordi husets konstruktioner er varme og har en vis termisk masse, vil de afgive varme til rummet, som derfor kun afkøles langsomt. Derved er der altså mulighed for at varmepumpen kan yde fleksibilitet i forhold til el-markedet, selvom der ikke er investeret i et lager. Dette kan dog i nogen grad påvirke den termiske komfort i husene. Derudover er det som tidligere beskrevet ikke helt så nemt at lagre ekstra varme i konstruktionerne hvis el-prisen er lav, som det er at lagre varme i en lagertank. I dette projekt, er potentialet for at anvende bygningens konstruktioner som lager, kun vurderet ud fra en simplificeret betragtning, hvor konstruktionerne anses som en lagerbeholder på 13 kWh, som blot ikke kan oplades eller aflades helt så hurtigt, som PCM-lageret. Derudover, beskrives muligheden i den følgende tekst, som opsummerer konklusionerne fra tidligere studier på området.

I et simuleringstudie fra DTU (Li et al., 2018) findes det, at varmepumper kan slukkes i ca. 4 timer om vinteren i nybyggede og renoverede huse, uden at det går ud over komforten, mens der kan slukkes i ca. 1 time i ældre ikke renoverede huse (både typehuse fra 60-70'erne og ældre huse fra 1850-1930). Der er selvfølgelig variationer for hvor længe man kan slukke, men generelt ligger det ved øjemål ud fra grafer på mellem 0,8-1,3 timer. I ydersæsonerne

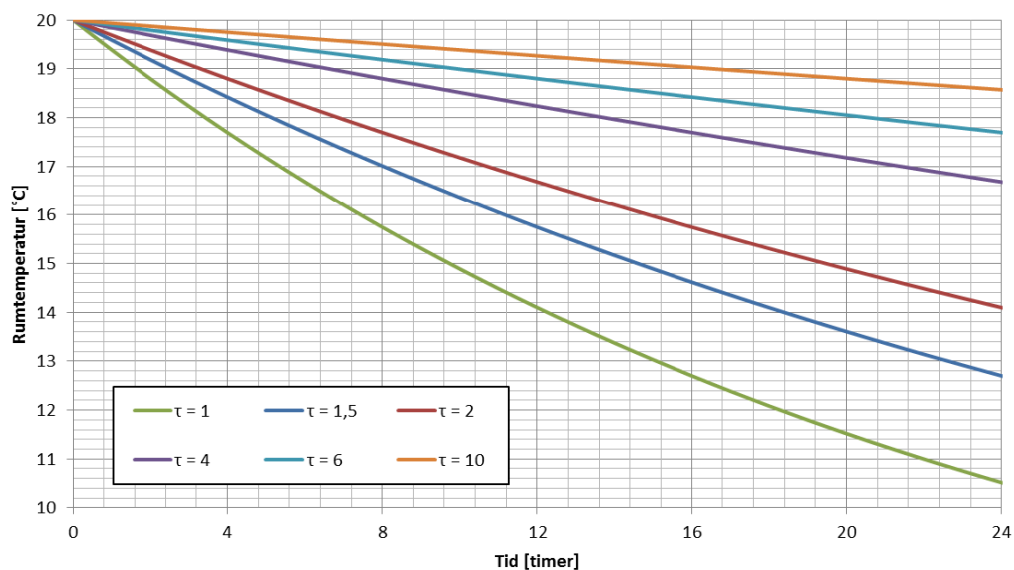
kan man slukke lidt længere inden husene afkøles. I de ældre huse vurderes det, at der kan slukkes for varmen i 2-4 timer, mens der i nybyggede og renoverede huse kan slukkes for varmen i helt op imod 8-24 timer. Men her vil det sparede varmeforbrug tilsvarende være mindre, fordi der i perioden er et mindre varmebehov.

Studier af komfort og temperaturtab hvis varmepumper slukkes er også blevet foretaget i EcoGrid2.0 projektet på Bornholm (Jacobsen et al., 2019). Studierne her viser nogenlunde tilsvarende resultater. Her vurderes det, at komforten i husene generelt kan opretholdes selvom indetemperaturen falder ca. 1 °C. Der blev foretaget målinger på temperaturfaldet i 63 huse under perioder hvor varmepumpen blev slukket i 30 min, 60 min eller 120 min. Her fandt man, at der kun var meget få tilfælde af temperaturfald på over 1 °C ved 30 min stop, nogle flere tilfælde (ca. 6%) ved 60 min sluk, og en hel del (ca. 21%) ved 120 min sluk. Ud fra dette blev det vurderet at man maksimalt kan slukke for varmen i 1 time i eksisterende boliger uden at der er risiko for, at det i nogle huse vil gå ud over komforten. Derudover skal man dog være opmærksom på, at boliger er meget forskellige, og at der derfor godt kan opstå diskomfort hos nogle beboere alligevel, f.eks. hvis huset er utæt og der er kraftig blæst, eller hvis et hus f.eks. har for små radiatorer i stuen. Der er lavet interviews med beboere fra 4 husstande som følte diskomfort under EcoGrid2.0 forsøgene, og alle disse er ældre mennesker, hvilket også kan skyldes at ældre mennesker er mere følsomme overfor kulde.

Et andet studie af indetemperaturens reaktion på at varmepumpen slukkes, er udført i projektet VAFE (Olsen et al., 2015). Her viser en række forsøg at indetemperaturen ofte kun falder langsomt når varmepumpen slukkes, og at der derfor kan være mulighed for at slukke varmepumpen i flere timer ad gangen, selv i koldere perioder, uden at det har større indvirkning på komforten. Rapporten viser, at der er stor forskel på hvordan temperaturen falder i forskellige bygninger og forskellige rum af samme bygning. Det kan altså derfor være nødvendigt at vide mere om de specifikke bygninger i detaljer før man kan vurdere potentialet, og potentialet er naturligvis ligeledes afhængigt af hvilke komfortkrav brugerne har. I rapporten foretages en række vurderinger af, hvor meget varme der kan lagres i bygningskonstruktionerne i typiske parcelhuse, samt hvilken tidskonstant bygningerne har, og dermed hvor hurtigt varmen afgives og lagres.

Ifølge rapporten har bygningskonstruktionerne i de fem parcelhuse der er undersøgt i detaljer, en varmekapacitet på 67-108 Wh/m² K. For et hus på 130 m² hvor temperaturen sænkes med 1 K er det estimeret til et varmelager i størrelsesordenen 9-14 kWh. Dette stemmer fint overens med estimererne fra testhusene på Lolland, hvor Neogrid Technologies som nævnt estimerer en lagereffekt i konstruktionerne i to af husene på omkring 15 kWh/°C.

Husenes konstruktioner antages ikke at kunne aflades og oplades helt så effektivt, som et PCM-lager. Ifølge rapporten har parcelhusene tidskonstanter mellem 1 døgn og 6 døgn, når konstruktionerne nedkøles. De fleste ligger omkring 2-4 døgn. Når konstruktionerne genopvarmes, er tidskonstanten lidt længere og er estimeret til mellem 6-18 døgn. Hvis der antages en optimistisk tilgang til anvendelsen af konstruktioner som lager, antages det at både afkøling og genopvarmning sker med en tidskonstant på omkring 3 døgn. Som det ses på Figur 7 som er taget fra rapporten, svarer dette til, at der går omkring 4 timer, før et typisk hus er nedkølet med 1°C. For konstruktioner med en lagerkapacitet på 13 kWh antages det derfor, at konstruktionerne afkøles og opvarmes med en maksimaleffekt på 3,25 kW.



Figur 7: Sammenhæng mellem forskellige tidskonstanter og faldet i rumtemperatur i en bygning, ved en udetemperatur på 5°C (Olsen et al., 2015).

Ved denne fremgangsmåde vil simuleringerne altså give lidt bedre resultater, end hvad der er muligt med huses konstruktioner i realiteten, fordi lageret både vil kunne oplades og aflades optimalt, uden at der tages hensyn til tidsperioden, hvor lageret er afladt, inden det oplades igen. Lageret kan altså i længere perioder være afladt eller fungere i en tilstand hvor det kun oplades lidt for derefter at aflades igen. I realiteten vil man derimod genopvarme bygningen kort tid efter afkølingen, for at undgå længere perioder med forringet komfort, og man kan risikere at det får større indflydelse på komforten hvis konstruktionernes lagerfunktion anvendes hele tiden, da det så vil give hyppigere udsving fra komforttemperaturen. Tidligere studier peger på, at nogle huse måske vil have større lagerkapacitet i konstruktionerne, ligesom nogle forbrugere vil kunne gå mere på kompromis med indetemperaturen. I så fald vil potentialet være større end hvad simuleringerne i dette studie angiver. På den anden side, er der i dette studie ikke taget hensyn til praktiske begrænsninger i forhold til hvilke rum der afkøles eller opvarmes hvornår, og dermed er det antaget at hele husets konstruktioner kan anvendes som lager når som helst..

3.4 Scenarier til vurdering af fleksibilitetspotentiale

Besparselsen ved at investere i et lager for at gøre individuelle varmepumper fleksible på elmarkedet, vurderes via optimeringsværktøjet energyPRO.

Ud fra de beregninger der er foretaget i dette kapitel på mulige lagerkapaciteter i det beskrevne PCM-lager, er der udvalgt tre forskellige størrelser på lagerbeholdere, som inkluderes i simuleringerne. Størrelserne er angivet i




Table 2. Ved at simulere de tre forskellige beholderstørrelser, kan det vurderes hvorvidt lagerstørrelsen har en stor effekt på den fleksibilitet og dermed den besparelse der kan opnås.

Tabel 2: Scenarier for beholderløsninger og estimeret fleksibilitetspotentiale

Scenarie	Beskrivelse
1.1	Det realiserede varmelager i tanken er 5 kWh
1.2	Det realiserede varmelager i tanken er 8 kWh
1.3	Det realiserede varmelager i tanken er 13 kWh

Derudover defineres der følgende 3 typer af enfamiliehuse, som der ses nærmere på. Husene er valgt ud fra de forskelligheder der kan være mellem nye og gamle huse, for derved at vurdere om der er forskel på fleksibilitetspotentialet i nye og gamle bygninger. Nøgletal for disse tre huse ses i Tabel 3.

Tabel 3: Scenarier for forskellige typer af parcelhuse

Varmebehov baseret på (Kristensen & Petersen, 2021)			
Periode	1850-1929	1960-1979	Efter 2006
	Radiator	Radiator	Gulvarme
Årligt varmebehov inkl. brugsvand [kWh/m ² pr år]	150	115	60
Årligt varmebehov inkl. brugsvand 150m ² [MWh/ år]	22,5	17,3	9,0
Årligt varmebehov ekskl. brugsvand 150m ² [MWh/ år]	20,4	15,1	6,9
Andel af varmt brugsvand	10%	12%	24%

For at vurdere fleksibilitetspotentialet i en bygning, hvor varmepumpen styres automatisk efter el-spotpriserne via et smart interface, og bygningens konstruktioner anvendes til at yde gratis fleksibilitet, foretages en beregning i energyPRO hvor det antages at bygningskonstruktionerne i et standardhus svarer til et varmelager på 13 kWh, når de afkøles 1 °C. De kan dog ikke afkøles og oplades lige så hurtigt som et PCM-lager, og det antages derfor, at de afkøles og oplades med en effekt på 3,25 kW. Dette er opsummeret i Tabel 4.

Tabel 4: Scenarier for anvendelse af konstruktioner som lager

Lagerstørrelse ved 1°C	Af- og opladningseffekt
13 kWh	3,25 kW

3.5 Simpel vurdering af fleksibilitetspotentialiet i huse på Lolland

I henhold til beskrivelserne ovenfor, laves en overslagsanalyse af fleksibilitetspotentialiet i typiske danske parcelhuse, i forbindelse med opsætning af en lagerbeholder. Der ses også nærmere på det samlede fleksibilitetspotentialie i parcelhuse på Lolland.

Tabel 5 viser en oversigt over de typiske årlige varmebehov i danske parcelhuse i henhold til opførelsesåret. Varmeforbruget er baseret på gennemsnitlige målt varmekonsum fra parcelhuse i Aarhus (Kristensen & Petersen, 2021) samt en gennemsnitlig parcelhusstørrelse på 136 m², som er fundet fra Danmarks Statistik. Tabellen angiver også en opdeling af varmebehovet på brugsvand og rumopvarmning. Dette er baseret på, at der ifølge Danmarks Statistik, er ca. 2,1 beboere i typiske parcelhuse på Lolland, og det antages at disse har et varmekonsum til brugsvand på 850 kWh/år.

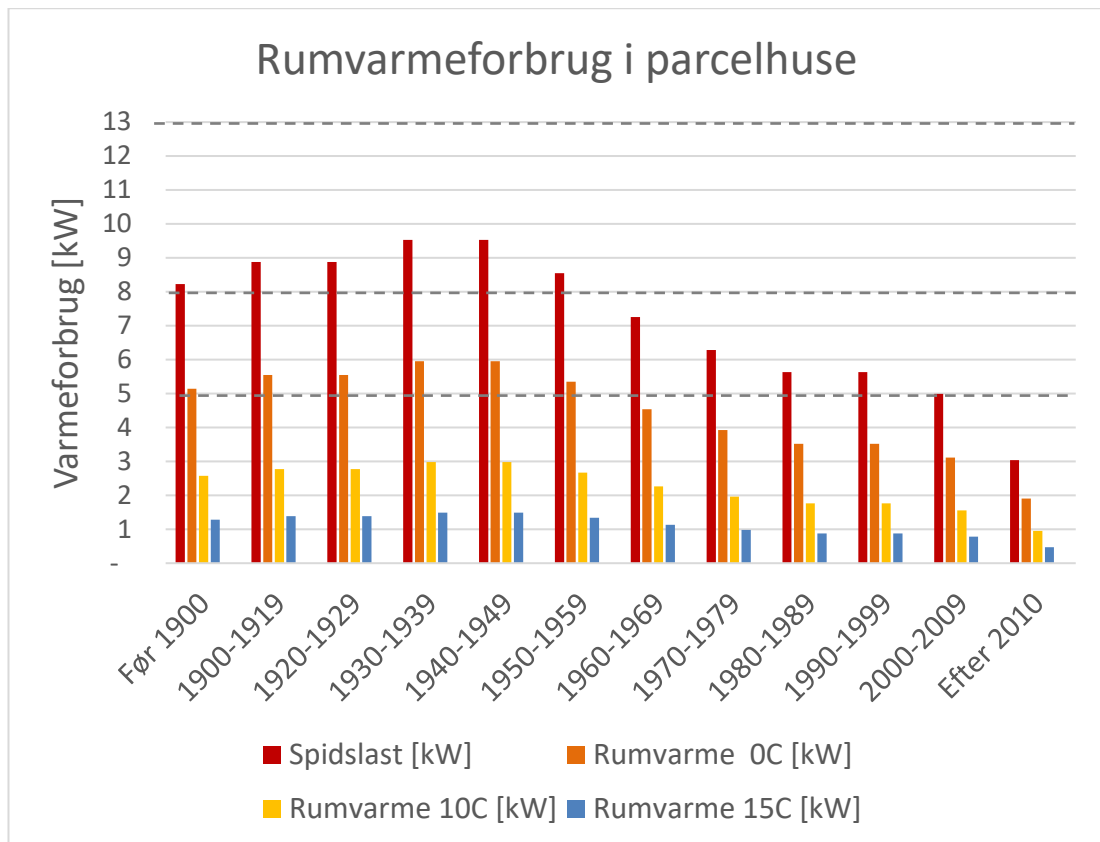
Tabel 5: Årligt varmekonsum i typiske parcelhuse i henhold til opførelsesår.

Opførelsesperiode	Varmeforbrug [MWh/år]	Varmt brugsvand [MWh/år]	Rumvarme [MWh/år]
Før 1900	19	2	17
1900-1919	20	2	19
1920-1929	20	2	19
1930-1939	22	2	20
1940-1949	22	2	20
1950-1959	20	2	18
1960-1969	17	2	15
1970-1979	15	2	13
1980-1989	14	2	12
1990-1999	14	2	12
2000-2009	12	2	10
Efter 2010	8	2	6

Ud fra de angivne forbrug, estimeres det typiske varmekonsum til opvarmning i de forskellige huse i løbet af en time ved udetemperaturer på henholdsvis -12 °C, 0°C, 5 °C og 15 °C. Dette gøres ved meget simplificeret at antage et årligt antal graddage på 2800, samt gå ud fra en indetemperatur på 20 °C. Varmetabet i en time ved spidslast med -12 °C udenfor, kan i så fald estimeres ved:

$$\text{Varmeforbrug [kW]} = \text{Rumvarmekonsum [MWh/år]} \times 32\text{K} / (2800 \text{ døgn K/år} \times 24\text{h}) \times 1000$$

Det beregnede varmebehov i de forskellige huse er vist i Figur 8. I figuren er også vist stiplede linjer, som angiver varmelageret i de antagede beholdere på enten 5, 8 eller 13 kWh. Det skal pointeres, at de angivne tal er gennemsnitsværdier, som i virkeligheden vil variere, alt efter eksempelvis de interne varmetilskud i bygningerne fra solindfald eller menneskelig aktivitet.



Figur 8: Rumvarmeforbrug i typiske danske parcelhuse i en time ved forskellige udetemperaturer

De estimerede varmeforbrug i figuren vurderes at stemme fint overens med måleresultaterne for de tre testhuse på Lolland. Som angivet tidligere i rapporten, blev det for testhusene vurderet, at det ældre hus havde et varmebehov på ca. 3,6kW ved en udendørstemperatur på 5°C, mens de nyere huse i denne situation havde et varmebehov på ca. 2,0 kW. Ved 0°C udetemperatur er det estimerede varmeforbrug ca. 4,7 kW i det ældre hus, mens det er ca. 2,8 kW i de nyere huse.

Det ses også af figuren, at lageret bliver hurtigt tømt i ældre parcelhuse, hvis det er koldt udenfor. Her rækker de mindre varmelagre kun lige knap til at levere rumopvarmning i en time.

Hvis man inkluderer fleksibilitet i brugsvandet, selvom dette har sine problematikker, bør der yderligere tillægges et varmeforbrug til brugsvand. Ifølge målingerne fra de tre huse på Lolland, kan dette være i omegnen af 1 kW til brugsvandscirkulation samt 2 kW til spidslast i brugsvandsforbrug i en time eller 3,5 kW i løbet af to timer. Disse tal kan dog variere meget, og afhænger både af de specifikke beboere og af tidspunktet på døgnet.

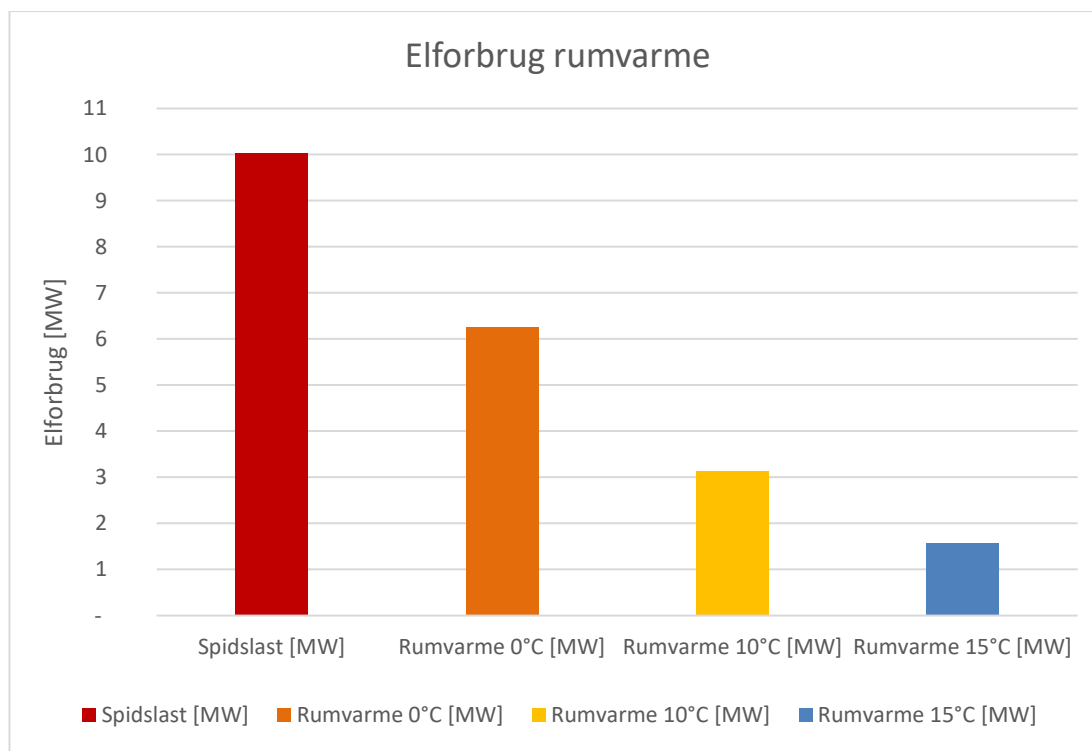
Der er herefter foretaget en overslagsberegning på størrelsen af det samlede fleksibilitetspotentialet for parcelhuse på Lolland. Fra Danmarks statistik er trukket antallet af parcelhuse på Lolland, uden fjernvarme, fordelt på opførelsesår. Dette ses i

Tabel 6.

Tabel 6: Antal parcelhuse på Lolland uden fjernvarme fordelt på byggeår.

Opførelsesperiode	Antal huse uden fjernvarme
Før 1900	1.899
1900-1919	1.602
1920-1929	819
1930-1939	607
1940-1949	357
1950-1959	308
1960-1969	505
1970-1979	834
1980-1989	292
1990-1999	24
2000-2009	81
Efter 2010	47

Hvis man regner med, at der opsættes varmepumper i 50% af parcelhusene i hver tidsperiode, vil der være samlet set 3688 parcelhuse. Hvis varmepumperne antages at have en COP på 3,0 kan el-forbruget til rumopvarmning udregnes for den totale mængde parcelhuse på Lolland. Udregningen udføres for forskellige udetemperaturer i henhold til de estimerede varmebehov og resultatet ses på Figur 9. Som det fremgår af figuren, skal der mange enfamiliehuse til, før der kan samles store elforbrug til at byde ind på el-markedet.



Figur 9: Estimeret totalt elforbrug til rumopvarmning i varmepumper ved forskellige udetemperaturer. Værdierne gælder hvis 50% af parcelhuse på Lolland, som ikke har fjernvarme, tages i betragtning.

Ved en udetemperatur på 0°C estimeres det altså teoretisk at hvert parcelhus kan levere en fleksibilitet på omkring 1,7 kW el, mens de ved en udetemperatur på 10 °C kan levere

omkring 0,85 kW el. Dette gælder hvis det kun er rumopvarmningen, som er fleksibel, og svarer godt med resultaterne fra egentlige test udført i forbindelse med EcoGrid 2.0 projektet (Dansk Energi et al., 2019), hvor det blev vist i praksis at 209 varmepumper i parcelhuse kunne levere en samlet fleksibilitet på omkring 270 kW ved en udetemperatur på 0°C og 130 kW ved 10°C. Det svarer til ca. 1,3 kW ved 0 °C og 0,6 kW ved 10°C – altså lidt mindre end det der her er estimeret teoretisk.

Disse simple overslag kan sammenholdes med resultaterne fra den mere detaljerede analyse i energyPRO, for at vurdere hvor mange varmepumper der skal opstilles før en aggregator kan byde ind på de større elmarkeder.

3.6 Muligheder for fleksibel styring af varmepumper i praksis

Hvis en husejer med egen varmepumpe selv ønsker at styre driften af varmepumpen efter elpriser og distributionstarif er det muligt, men ikke helt ligetil. Dette kræver bade, at elforbrug kan afregnes ud fra de varierende timeværdier på el og at varmepumperne i praksis giver mulighed for smart styring.

Der er efterhånden bedre muligheder for at privatforbrugere kan få afregnet deres elforbrug ud fra timeværdier på elmarkedet. Elpriserne på spotmarkedet svinger i løbet af dagen med 100-200 kr./MWh. Desuden svinger distributionstariffen nu hos flere netselskaber (DSOer). For eksempel med 322 kr./MWh i forskel mellem spildlast og lavlast for forbrugere hos Cerius.

I forhold til varmepumpernes mulighed for smart styring i praksis, er nogle af varmepumpefabrikanterne i dette projekt blevet spurgt til muligheden for smart styring, mens smart styring for andre fabrikanter er undersøgt gennem tilgængeligt materiale på fabrikanternes hjemmeside.

Hvis man har købt en varmepumpe gennem Vølund er den af fabrikatet NIBE. Der kan man tilkøbe en app: "Smart Price Adaption" som fungerer sammen med NIBE Uplink. Denne giver mulighed for, at justere varmepumpens forbrug efter det tidspunkt på døgnet, hvor elpriserne er lavest. Dette forudsætter, at man har en aftale med el-leverandøren om at være timeafregnet. Funktionen er baseret på, at timepriser for den kommende dag downloades via NIBE Uplink. I varmepumpens styring kan drift udskydes ved at varmekurven forskydes i et interval som forbrugeren kan bestemme på forhånd. I praksis betyder det at man har tilladt at rumtemperaturen kan blive lidt lavere i timer med høj elpris.

Forespurgt til om styringen Smart Price Adaption også kan tage hensyn til variationerne i distributionstariffen var svaret, at det kan den ikke. Der er mulighed for en simpel ur-styring, men hvis spidslast perioderne skal lægges ind, kræver det en vis viden om programmering.

Hos producenten Termia er svaret at det ikke pt. er muligt at styre efter elpriserne. Her vil der derfor skulle monteres et eksternt modul til styring.

Hos Bosch har man ikke umiddelbart nogen funktioner der automatisk kan regulere driften i forhold til prissignaler. Der er dog visse muligheder for at ændre simple styringsforhold i appen Bosch EasyControl. Man kan også få sin installatør til at ændre varmekurven i de fastlagte perioder med spidslasttarif. For eksempel så den kun prioriterer nødvendig brugsvandsproduktion.

Bosch har tidligere markedsført IVT som et mærke, hvor man for nogle år siden reklamerede med mulighederne for smart styring. Men denne aktivitet er åbenbart standset med udfasningen af IVT.

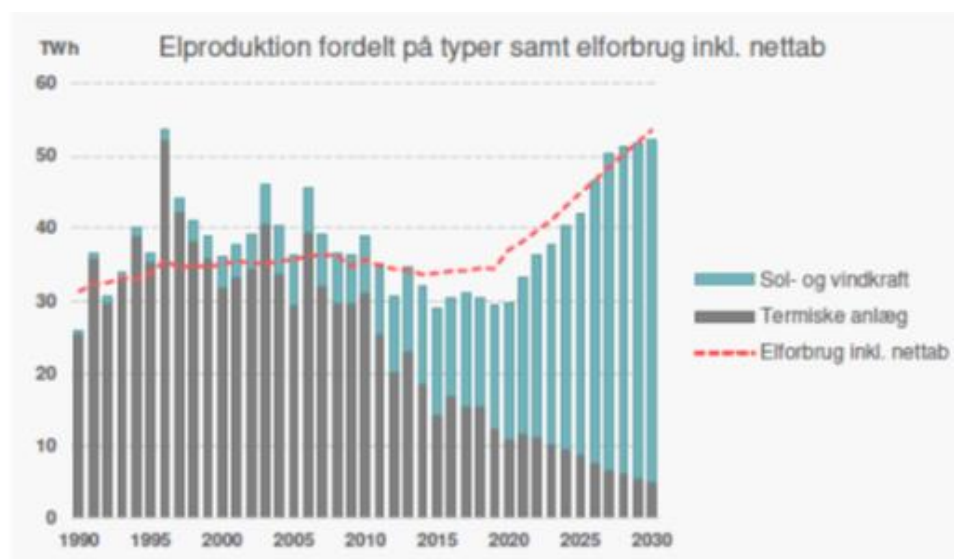
Panasonic har en række smarte løsninger til styring, men har ikke vendt tilbage med mere info om styringsmuligheder ift. elpriser og tariffer.

Konklusionen er, at den private varmepumpeejer desværre har et begrænset udvalg i styringsmuligheder pt. hos de større producenter af varmepumper.

4 Udfordringer i elsystemet og mulige løsninger

4.1 Udvikling af elsystemet i Danmark og Europa

Danmarks grønne omstilling, og de ambitiøse klimamålsætninger frem mod 2030 og 2050 betyder, at elektrificering og endnu større mængder af sol og vind vil komme til at dominere det fremtidige elsystem (Figur 10).

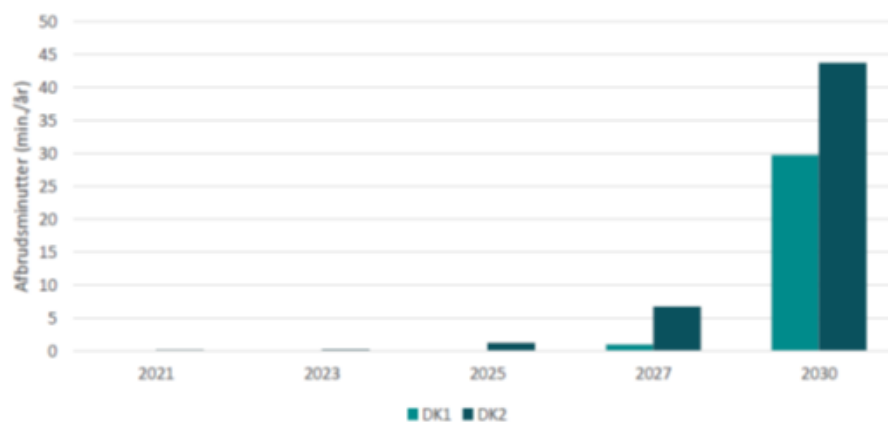


Figur 10: Elproduktion og elforbrug. Kilde: Klimastatus og -fremskrivning 2021 (Energistyrelsen)

Det er desuden forventet, at inden 2030 vil den termiske elkapacitet blive reduceret i takt med den markante udbygning med sol og vind, hvilket fremadrettet kan udfordre forsyningssikkerheden. Danmarks forsyningssikkerhed bliver endvidere i endnu større grad afhængig af udlandet, da det danske elsystem er tæt forbundet med nabolandenes transmissionssystemer. Figur 11 viser Energinets forventning om, at der er risiko for et højere antal af afbrudsminutter i løbet af de næste 10 år pga. manglende effekttilstrækkelighed. Indikatoren måler, hvor meget forbrug, der ikke kan dækkes i forhold til årsforbruget pr. prisområde (Energinet, 2020).

Ifølge Energinets vurdering af forsyningssikkerhed i 2020, er det forventet at antallet af afbrudsminutter stiger fra ca. 0 minutter i 2020, til ca. 1 minut i 2025, og til 35 minutter i 2030, som landsgennemsnit. Derudover forventes at antallet af afbrudsminutter er højere i DK2 (44 minutter) end i DK1 (30 minutter) i 2030.

Stigningen i det absolutte antal af afbrudsminutter er dog ikke ensbetydende med en væsentlig ændring i Danmarks forsyningssikkerhed. Denne har i årevis været blandt de højeste på international plan (svarende til 99,996 af tiden), og i 2030 forventes den fortsat at være meget høj (99,993) på trods af den forventede stigning i antallet af afbrudsminutter.



Figur 11: Estimeret udvikling i afbrudsminutter på grund af manglende effektilstrækkelighed opdelt på de to danske elprisområder Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Kilde: Energinets redegørelse for elforsyningssikkerhed 2020

Situationen påfører energisystemet fire betydelige udfordringer på landsplan:

- 1) At sikre værdi af vind og sol, når der er overskud af produktion.
- 2) At sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når det ikke blæser og solen ikke skinner.
- 3) At opretholde balancen i elsystemet, dvs. håndtering af vind og sols delvise uforudsigelighed og fluktuerende produktionsmønster.
- 4) At sikre tilstrækkelig netkapacitet både på overordnet niveau og i de underliggende net.

Disse udfordringer forventes at stige i takt med elsystemets udvikling med stigende mængder sol og vind. Flexibilitet i elforbruget vil kunne bidrage til at løse flere af disse udfordringer, og flexibilitet i individuelle varmepumper kan også være en del af løsningsmulighederne.

4.2 Udvikling af elsystemet på Lolland-Falster

Som beskrevet ovenfor forventes elsystemet overordnet set at undergå en række forandringer over de kommende år.

Da dette projekt ser på mulighederne for, at individuelle varmepumper kan bidrage til at løse disse udfordringer generelt – men særligt med fokus på udfordringer i elsystemet på Lolland-Falster, beskrives i dette afsnit elsystemet på Lolland-Falster. I afsnittet beskrives også både nuværende og fremtidige udfordringer, som opstår som konsekvens af udbygningen af VE-kapacitet – især sol og landvind – som området har oplevet i den seneste årrække. Ifølge fremskrivninger udført af Ea Energianalyse på baggrund af bl.a.

Energistyrelsens Analyseforudsætninger 2020 (AF20) til Energinet (Energistyrelsen, 2020), er det endvidere forventet, at VE-udbygningen bliver endnu stærkere frem mod 2040.¹

På baggrund af fremskrivningerne kan der forventes en femdobling af solkapacitet på Lolland-Falster allerede i 2025 ift. den kapacitet som nu er etableret, samt at sol bliver den største VE-kilde på Lolland-Falster (Figur 17).

Der er i dette kapitel fokuseret på udviklingen i både Lolland og Guldborgsund Kommune, som samlet udgør Lolland-Falster. På en sammenfattende måde kan udfordringer på Lolland-Falster grupperes i to kategorier:

- En øget risiko for strukturelle flaskehalse i det danske elsystem, der opstår som følge af behovet for at transportere el væk fra Lolland, enten med et eksportformål, eller til at dække forbrug i Midt- og Nordsjælland.
- En øget risiko for en lav udnyttelse af el produceret fra VE-kilder, herunder en større risiko for afkortning af produktionen.

Kapitlet beskriver desuden mulige løsninger for konsekvenshåndtering samt implikationerne for elsystemet på Lolland-Falster, herunder hvordan individuelle varmepumper med lager kan bidrage til løsningen af udfordringer. Kapitlet konkluderer med en kortlægning af mulighederne for at belønne varmepumpernes fleksibilitet, samt konkrete use-cases, der er input til de økonomiske beregninger, som introduceres i kapitel 6.

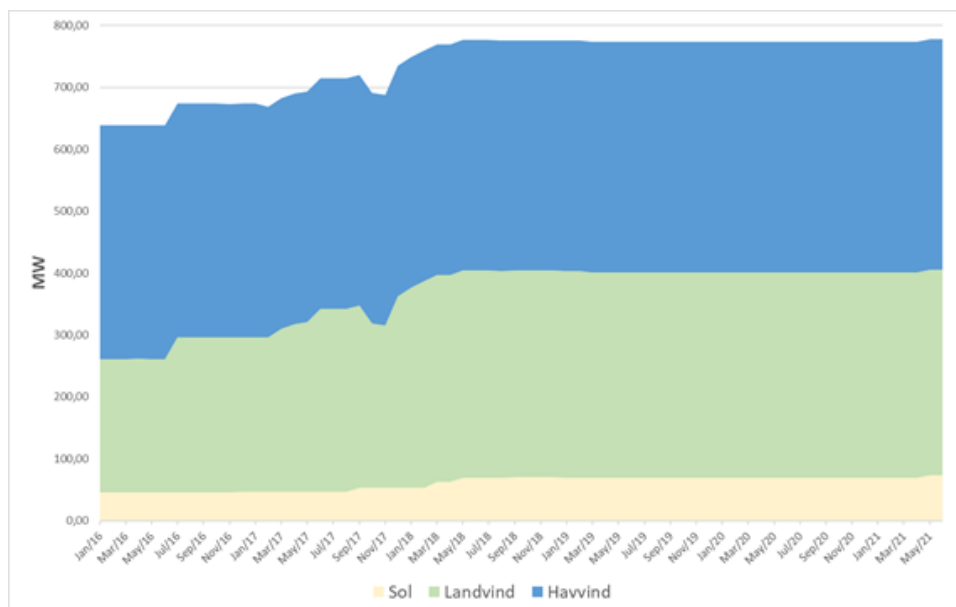
4.2.1 Nuværende situation i elsystemet på Lolland-Falster

Elsystemet på Lolland-Falster er kendetegnet ved en større produktion af strøm fra vind og sol på visse tidspunkter, end både det lokale forbrug og elnettet kan opsuge. Da der ikke eksisterer en udlandsforbindelse², må overskudsproduktionen indføres til det danske transmissionsnet, som skal forstærkes løbende i takt med videreudviklingen af VE-kapacitet.

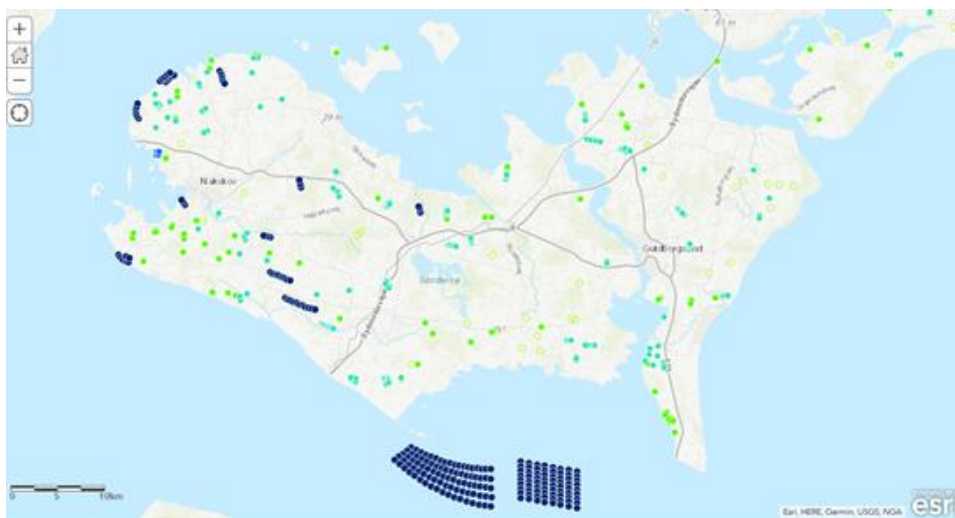
I perioden januar 2016 – juni 2021, er den samlede VE-kapacitet på Lolland-Falster steget væsentligt, fra 639 MW i januar 2016 til 778 MW i juni 2021, hvilket svarer til en vækst på 22%. Af Figur 12 fremgår det, at den største andel af den samlede VE-kapacitet på Lolland-Falster (372 MW) er havvind. Syd for Lolland-Falster ligger nemlig to havvindmølleparker (se Figur 13): Nysted (tidligere kaldet Rødsand) og Rødsand II, der blev tilsluttet i hhv. 2003 og i 2010.

¹ Forudsætningerne er en angivelse af det sandsynlige udviklingsforløb for det danske el- og gassystem frem mod 2040, som Energinet bruger for sit planlægningsarbejde af transmissionsnettet.

² Kontek-forbindelsen fra Tyskland krydser Falster, men er tilsluttet det sjællandske 400 kV transmissionsnet ved Bjæverskov.



Figur 12: Samlet VE-kapacitet på Lolland-Falster (januar 2016 - juni 2021). Kilde: [Energidataservice](#).

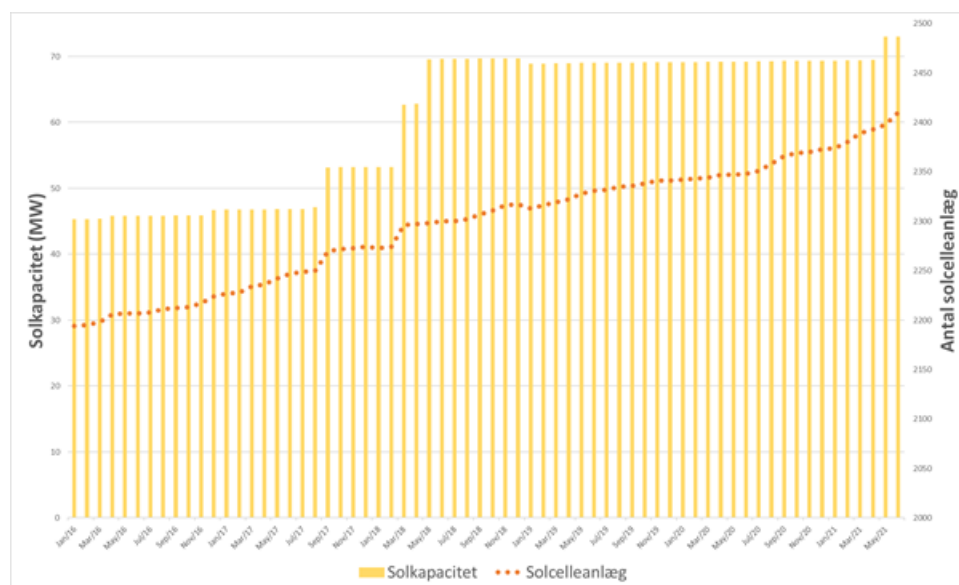


Figur 13: Kort med vindkraftanlæg på Lolland-Falster. Kilde: [Energistyrelsens interaktive kort med vindkraftanlæg i Danmark](#).

Imidlertid er det kapaciteten fra både de landbaserede vind- og solenergianlæg, som har oplevet den største vækst. I perioden mellem januar 2016 og juni 2021 er sol- og landvindkapacitet nemlig vokset med hhv. 61% og 54% (se Figur 14 og Figur 15). Da havvind er tilsluttet på højspændingsniveau, er implikationerne for eltransmissionsnettet desuden anderledes, end dem som følger af den distribuerede VE-kapacitet, såsom sol og landvind.

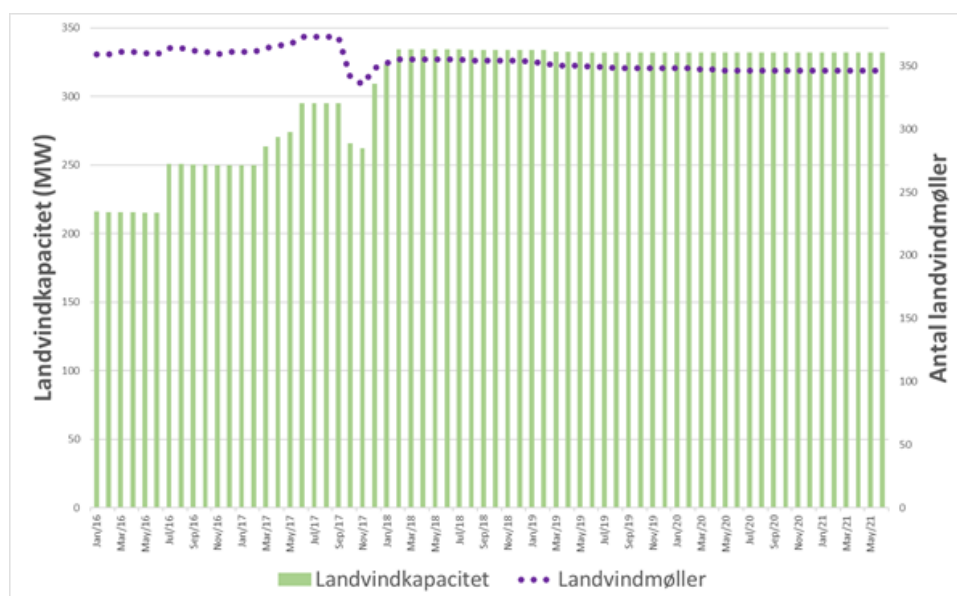
Den markante opbygning af sol og landvind er ikke i sig selv et problem, da videreudviklingen af VE-kilder passer godt med Danmarks klimamålsætninger og sker desuden på markedsvilkår, hvilket er positivt. Til gengæld kan den geografiske koncentration af VE-kapacitet i enkelte steder af elnettet forårsage, eller forværre eksisterende flaskehalse. Dette har i sidste ende betydning for både den videre indpasning af VE-kilder i elsystemet, den

overordnede omkostningseffektivitet af den grønne omstilling og udnyttelsen af elproduktion fra VE-kilder.



Figur 14: Sol på Lolland-Falster (januar 2016 - juni 2021): kapacitet i MW (t.v.) og antal anlæg (t.h.). Kilde: [Energidataservice](#).

På steder som Lolland-Falster (og på samme måde som i Nordvestjylland) er udfordringen kendetegnet ved transporten af el væk fra området, med henblik på eksport eller forbrug i Midt- og Nordsjælland. Udfordringen opstår, fordi det lokale forbrug er væsentligt mindre end VE-produktionen.



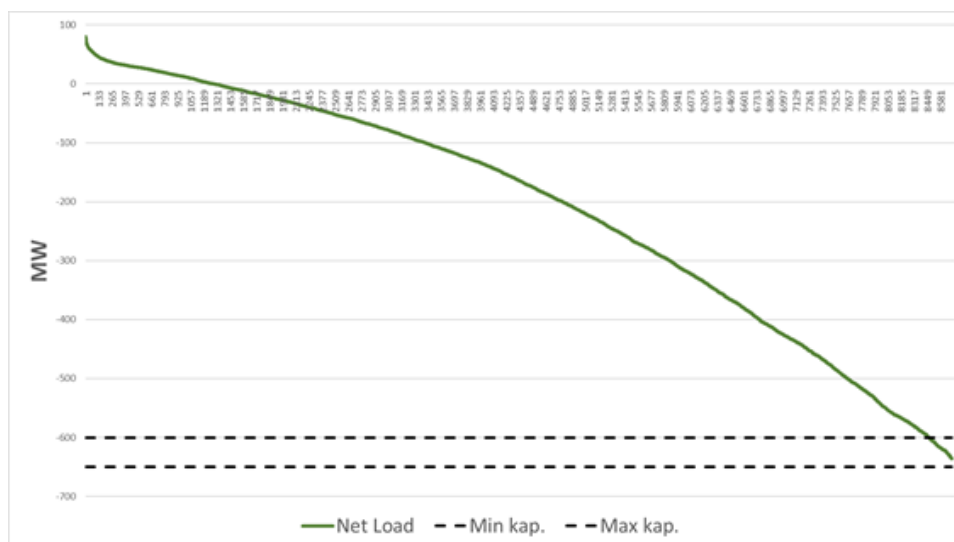
Figur 15: Landvind på Lolland-Falster (januar 2016 - juni 2021): kapacitet i MW (t.v.) og antal anlæg (t.h.). Kilde: [Energidataservice](#)

Net-Load på Lolland-Falster

En måde at kvantificere udfordringen på, er gennem det såkaldte "Net Load" på timeniveau, som Ea Energianalyse har beregnet på baggrund af en sammensætning af forskellige offentlige datakilder. Net-Load defineres som elforbrug minus VE-produktion på Lolland-Falster i en enkelt time. Et negativt Net-Load tal betyder, at forbruget i den enkelte time er mindre end VE-produktionen, og den overskydende produktion må derfor transporteres væk fra området via transmissionsnettet. Hvis transmissionsnettets kapaciteten nås, kan det blive nødvendigt at reducere VE-produktionen. Til gengæld betyder et positivt tal, at forbruget er større end VE-produktionen, og at denne kan udnyttes lokalt.

Hyppigheden af negative Net-Load-tal kan tyde på en lav udnyttelse af el produceret fra VE-kilder på lokal plan. Man kan sammenligne tallene med den tilgængelige transmissionskapacitet for el. I den forbindelse har Energinet (2020) vurderet, at transmissionskapaciteten for elproduktion mellem Lolland-Falster og Sydsjælland er mellem 600 og 650 MW, under hensyntagen til driftssikkerhed.

Resultatet af Net-Load beregningerne for 2019 kan opsummeres på en varighedskurve, som vises på Figur 16. Til trods for, at de fleste timer i året lå over både minimum- og maksimumstransmissionskapacitetsbegrænsningen (de stiplede linjer), var Net-Load tal negative det meste af tiden. Konkret var Net Load negativt på Lolland-Falster i 85 pct. af timerne i 2019, og Net-Load var lavere end 600 MW i 266 timer. Dette er et tegn på mulige flaskehalse i transmissionskapaciteten, som derfor allerede forekommer i dagens system.



Figur 16: Varighedskurve af Net-Load på Lolland-Falster i 2019. Kilde: Ea Energianalyses beregninger med afsæt i data fra [Energidataservice](#).

Forbrugsdækning og Energinets kapacitetskort

En anden måde at illustrere den nuværende situation på, er gennem Energinets udarbejdede kapacitetskort, som de har udgivet siden 2020. Kapacitetskortet viser et overslag på den aktuelle samt fremtidige ledige kapacitet i elnettet for at tilslutte og indpasse ny elproduktion. Kortet kan anvendes som en form for vejledning for interessenter, til de steder i elnettet, hvor det er lettere at etablere VE-kapacitet.

I kapacitetskortets første udgave, har Energinet (2020b) anvendt nøgletallet "forbrugsdækning", der defineres som forholdet mellem den installerede distribuerede VE-kapacitet og maksimaleffekten for det distribuerede forbrug. Et andet nøgletal anvendt i kapacitetskortet er "VE-overskud", der er lig med forskellen mellem den distribuerede VE-kapacitet og maksimaleffekten for det distribuerede forbrug³.

Når forbrugsdækningen er mindre end 100% i mange timer vil elnettet skulle transportere strøm til området, og dimensionering af elnettet sker efter forbrugernes behov. Hvis forbrugsdækningen er større end 100% – som er tilfældet på Lolland-Falster – er det VE-produktionen, som er dimensionerende for elnettet.

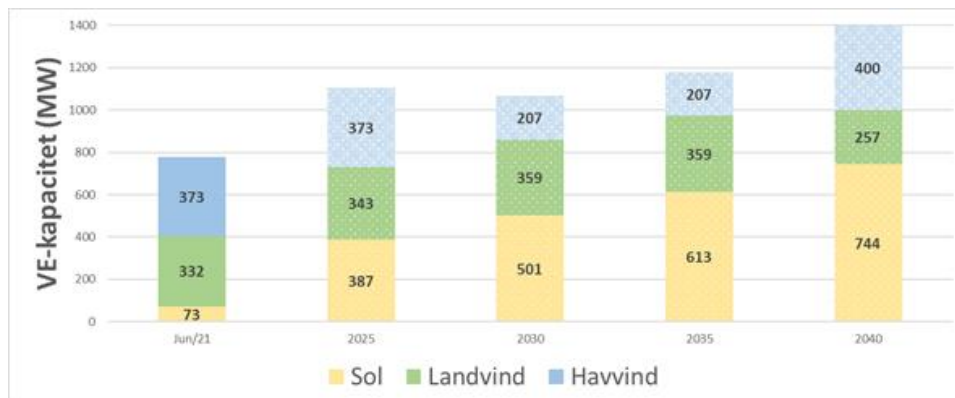
I et kortsigtet perspektiv finder Energinet, at der på Lolland-Falster er et behov for at implementere tiltag for at kunne aftage den stigende VE-produktion. Det kan konkluderes bl.a., fordi den samlede forbrugsdækning for Lolland-Falster er mere end 600% samt et VE-overskud af ca. 630 MW, hvilket betyder, at allerede i dag er området udfordret. Desuden er der for tiden nogle timer, hvor VE-produktion på Lolland skal nedreguleres, da der opstår flaskehalse i elnettet, der begrænser transport af strøm væk fra området. Hvis behovet for nedregulering ved periodevis reduktion af VE-produktionen på Lolland bliver endnu større, vil det på den lange bane betyde en større risiko for en lavere udnyttelse af VE-produktionen.

I den nyeste udgave af kapacitetskortet har Energinet (i samarbejde med Dansk Energi) fundet at på både distributions- og transmissionsnet, er der på nuværende tidspunkt ingen ledig kapacitet på Lolland-Falster for at tilslutte yderligere VE-produktion (Energinet og Dansk Energi, 2021). Dette skal dog forstås i den forstand, at beregningerne er opgjort med en forudsigelighed af 12-18 måneder, og at der kan være ledig kapacitet i grænsefladen mellem distributions- og transmissionsnettet, i hvilket tilfælde kan der være behov for investeringer i elnettet. I overensstemmelse med deres pligt sikrer netselskaberne og Energinet slutningen til elnettet uanset placering, men der kan forekomme ventetid på op til 2-5 år, alt efter om tilslutningen er til transmissions-, eller distributionsnettet.

4.2.2 Fremtidig situation i elsystemet på Lolland-Falster

På baggrund af fremskrivninger udført af Ea Energianalyse med afsæt i data fra bl.a. Energistyrelsens udarbejdede AF20, er det forventet, at VE-kapaciteten vil komme til at spille en endnu større rolle i det lollandske elsystem. Men det er især solenergi, som forventes at have den største andel i den sammensatte VE-kapacitet på Lolland-Falster allerede i 2025, som det fremgår af Figur 17. I 2025 er det forudset at solkapaciteten femdobles, og i 2040 at den tidobles ift. den kapacitet, som for tiden er etableret.

³ Distribueret forbrug er summen af klassisk forbrug, individuelle varmepumper og vej- og søtransport, mens distribueret VE-kapacitet indeholder sol og landvind. Maksimaleffekten henviser til det forbrug, der forventes fra det distribuerede forbrug i den time, hvor det samlede forbrug er størst.

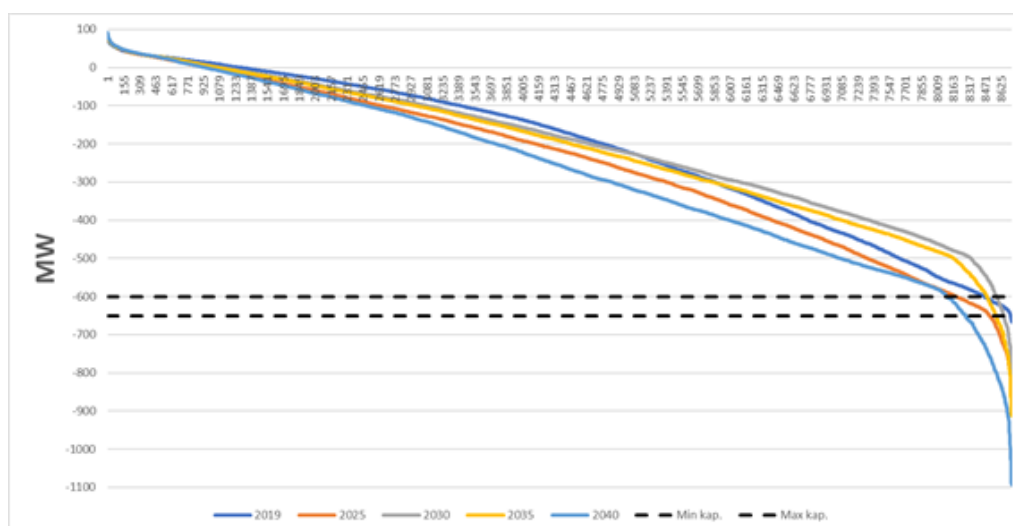


Figur 17: Sammensætning af VE-kapacitet på Lolland-Falster i juni 2021 (faktiske tal) og i 2025, 2030, 2035 og 2040 (fremskrivninger). Kilder: [Energidataservice](#), [Energinets Kapacitetskort 2020](#), [Analyseforudsætninger til Energinet 2020](#)

Betydningen af den fremskrevne VE-kapacitet frem mod 2025, 2030, 2035 og 2040, er bl.a. at behovet for transport af elproduktion væk fra Lolland-Falster vil blive endnu større, medmindre det lykkes at udnytte den lokale VE-produktion på Lolland-Falster.

Net-Load på Lolland-Falster i fremtiden

Med udgangspunkt i de samme antagelser, der giver grundlag for Figur 17, og den samme metode for at udarbejde Net-Load som vist på Figur 16, har Ea Energianalyse fremskrevet dette for Lolland-Falster i årene 2025, 2030 og 2040. Varighedskurverne for disse år sammenlignet med 2019 vises på Figur 18.



Figur 18: Varighedskurve af Net Load på Lolland-Falster i 2019 (faktisk) og i 2025, 2030, 2035, 2040 (fremskrivninger). Kilde: Ea Energianalyses beregninger med afsæt i data fra [Energidataservice](#), [Energinets Kapacitetskort 2020](#), [Analyseforudsætninger til Energinet 2020](#).

De fremskrevne varighedskurver viser, at de negative Net-Load tal bliver mere hyppige i fremtiden, og at tallene har en tendens til at blive gradvist lavere, og til at ligge under den eksisterende transmissionskapacitet mellem Lolland-Falster og Sydsjælland. Dvs., at den

stigende VE-produktion forventes ikke til at være udnyttet lokalt på Lolland-Falster, men andre steder i landet, eller i udlandet (hvis der opbygges overførselskapacitet). Udviklingen er forudset til trods for det voksende lokale elforbrug, som følge af den stigende grad af elektrificering. Et endnu større elforbrug i området, bl.a. fra varmepumper, og PtX anlæg, kunne dog være en game-changer, da der kunne spares forstærkning og udbygning af transmissionskapacitet.

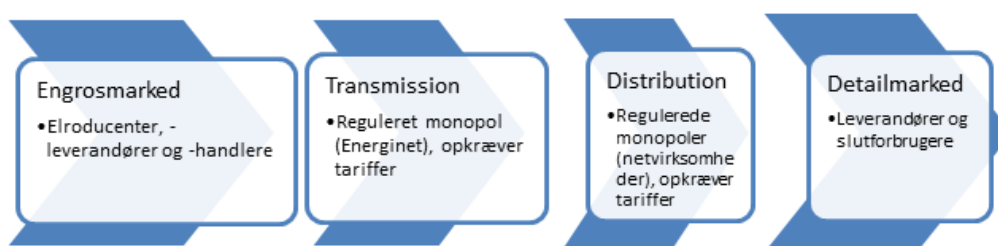
4.3 Muligheder for at belønne varmepumpers fleksibilitet

Individuelle varmepumpers fleksibilitet kan være en del af løsningen til de udfordringer, som har været beskrevet ovenfor, både på landsplan og på Lolland-Falster. Hvor stort bidraget i praksis kommer til at være, kommer an på flere faktorer, bl.a. forbrugernes villighed til at ændre sine forbrugsmønstre i henhold til eksisterende prissignaler, skaleringspotentialer af individuelle varmepumper samt mulighed for at få adgang til markederne gennem aggregatorvirksomhederne.

Individuelle varmepumper med lager kan eksempelvis øge elforbrug og lagre den producerede varme for efterfølgende brug, når der er overskud i produktion af el fra VE-kilder. Alternativt, kan varmepumper justere forbruget ned, på de tidspunkter hvor elnettet er ved at blive overbelastet. På den måde kan varmepumper bidrage til at både udnytte VE-produktion lokalt på den korte bane, og på den længere bane til at udskyde samt mindske behovet for eventuelle investeringer i netudbygningen og forstærkningen af elnettet.

Villighed til at ændre forbrugsmønstre og til at blive "aktive kunder"

Et effektivt bidrag til fleksibilitet vil imidlertid kræve, at husstande med varmepumper er villige til at tilpasse deres forbrugsmønstre til elsystemets behov, og at tilpasningen bliver belønnet. Da engrosproduktion og detailsalg af el er organiseret i markeder, og eltransmission og -distribution er udført af regulerede monopoler, som dækker deres omkostninger gennem tariffer betalt af forbrugerne, er det de kommercielle aktører, som er i stand til at belønne fleksibiliteten fra varmepumper. Figur 19 skematiserer elindustriens værdikæde.



Figur 19: Værdikæden i elindustrien. Kilde: Ea Energianalyse på baggrund af Energinet (2019).

Ejerne af varmepumper, som får leveret el til både deres almindelige og varmerelaterede forbrug, er placeret på detailmarkedet. Indtil videre har forbrugerne for det meste været passive, dvs. almindelige slutkunder, som køber el fra en leverandør og ikke tilpasser deres forbrug mht. elsystemets behov.

For at få et effektivt bidrag af varmepumpers fleksibilitet, er det nødvendigt at muliggøre deres aktive deltagelse i elmarkeder, således at deres forbrug afspejler samt løser udfordringerne, som opleves i transmissions- og distributionsnettet. Da alle slutkunder i Danmark har mulighed for at blive flexafregnet fra 2021, er dette i princippet muligt. At være

flexafregnet, betyder at el-forbruget registreres og afregnes i den time, det er brugt. Derfor har alle slutkunder – herunder varmepumpejere – mulighed for at udnytte strømmen, når den er billigst.

Skaleringspotentialet og et effektivt bidrag til fleksibilitet

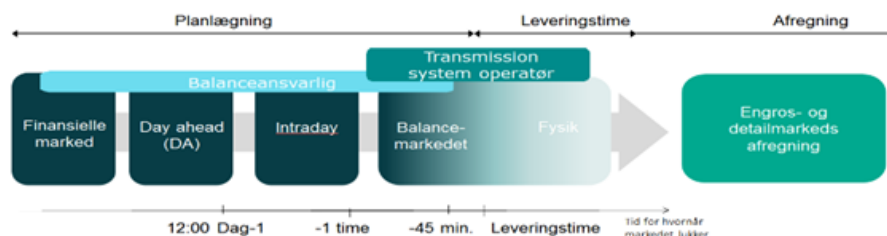
Som nævnt ovenfor, viser den nyeste udgave af Energinets kapacitetskort, at på nuværende tidspunkt, er der ingen ledig kapacitet på Lolland-Falster for at tilslutte yderligere VE-produktion. Dette var bekræftet i et interview med den ansvarlige netvirksomhed for Lolland-Falster (CERIUS), som tilkendegav, at det overordnede net inkl. 50-kV for tiden oplever væsentlige begrænsninger i kapaciteten.

CERIUS udtrykte også, at for at en samling af varmepumper er i stand til at bidrage til fleksibilitet og de relaterede problemstillinger som nu opleves på Lolland-Falster, skal der først indsamles en pulje på 10-20 MW. Som udgangspunkt i analysen af kapitel 5 (læs nedenfor i denne rapport), svarer en pulje af 5 MW til ca. 2500 husstande med varmepumper. Det vil derfor betyde, at der skal være omkring 5000 – 10.000 husstande med varmepumper for at der muliggøres et effektivt bidrag til fleksibilitet. På baggrund af oplysninger fra Danmarks Statistik, er et overslag over antal husstande på Lolland-Falster med varmepumper på ca. 2500 enheder. Dvs., at selv hvis de ca. 3500 husstande med oliefyr, som eksisterer i dag på Lolland-Falster omsættes til varmepumper, er antallet af varmepumper som kan bidrage til fleksibilitet på Lolland-Falster stadig begrænset. En massiv skalering vil være nødvendig for at mindre husstandsvarmepumper bliver en væsentlig del af løsning til problemstillinger med fleksibilitet.

CERIUS kan til gengæld se, at varmepumper har mulighed for at bidrage til aflastning af nye investeringer på helt lokalt niveau, fx på radialerne i villakvarterer. Analyse af disse effekter kræver dog indgående kendskab til helt lokale forhold.

Eksisterende elmarkeder

Selvom der i daglig tale henvises til "elmarkedet", er der i praksis ikke ét elmarked, men flere markeder. I samspil tillader markederne bl.a., at de forskellige deltagende aktører planlægger deres produktion og forbrug af el, at håndtere og afdække deres risiko, og at finjustere deres porteføljer tæt på driftstimen, samt at opretholde balancen i elsystemet. Ikke mindst sender markederne prissignaler om værdien af elproduktion og -kapacitet på et givent tidspunkt i et bestemt område.



Figur 20: Engrosmarkedets placering inden driftsøjeblikket. Kilde: Energinet (2019)

På Figur 20 ovenfor vises der de mest relevante markeder for el:

1. *Finansielle markeder:* flere måneder og år før og frem til dagen før driftsdøgnet har aktører mulighed for at handle med kontrakter, der sikrer dem mod prisvariationer på prisen på day-ahead markedet (også kendt som spotmarkedet). Desuden er det muligt for aktører at handle med transmissionsrettigheder, som gør det muligt at sikre en bestemt elpris i en bestemt retning af en overførselsforbindelse.
2. *Day-Ahead marked (elspotmarkedet):* dette er det mest likvide marked, hvor markedsaktører deltager for at sælge, eller købe el, dagen før driftsøjeblikket. Mere end 70 procent af det nordiske elforbrug handles på dette marked, og det er spotprisen, der dannes i dette marked, som sender det væsentligste prissignal om værdien af el i et givent tidspunkt og i et givent område i den nordiske region. Gennem den såkaldte elpriskoblingsmekanisme, som Danmark er en del af, matches desuden centralt bud fra forskellige lande i Europa, hvilket betyder at elprisen der dannes i Danmark, er en del af et større marked på europæisk plan.
3. *Intraday:* efter elspotmarkedet er lukket – senest kl. 15:00 dagen før driftsdøgnet – kan aktører ændre sine planer og handle sine eventuelle ubalancer frem til en time før driftsøjeblikket. I modsætning til spotmarkedet, som er et centraliseret auktionsmarked, er intraday-markedet et bilateralt marked. For tiden er dette et grænseoverskridende marked, hvor deltagere fra hele Europa kan handle med hinanden. Da der ikke er tale om et centralt marked, som er tilfældet i spotmarkedet, dannes der flere priser, ud fra hver enkelt transaktion.

Efter de ovennævnte markeder lukker for transaktioner, beslutter markedsaktører hvor meget el de vil producere eller bruge. Efterfølgende vil markedsaktører blive afregnet for deres eventuelle ubalancer, i forhold til deres planlagte produktion/forbrug. Men det er systemoperatøren (TSO'en som i Danmark er Energinet), der i det pågældende driftsøjeblik, har ansvar for at opretholde balancen (og frekvensen) i elsystemet, gennem en række ydelser, indkøbt gennem markedsmekanismer:

1. *Regulerkraftmarked:* på dette marked handles hver time med hhv. op- og nedregulering, dvs. enten med forøgelse/reduktion af produktion, eller reduktion/forøgelse af forbrug. Markedet er organiseret ud fra de samme principper som gælder for elspotmarkedet, og omfatter alle de nordiske lande. Det er dog hver TSO i hvert enkelt land i Norden, som aktiverer ydelsen fra kontrolrummet efter behov, fx når der opstår flaskehalse i elnettet. TSO'erne betaler for energimængden der blev brugt, efter den relevante pris for op- og nedregulering, der gælder i det relevante område.
2. *Reservekapacitet:* for at sikre, at en tilstrækkelig mængde af kapacitet (MW) står til rådighed for at blive aktiveret, når der er behov for systemydelser, som bl.a. genopretter frekvensen, betaler Energinet til de anlæg som er i stand til at levere ydelserne. Da disse er forskellige pga. de tekniske krav, som skal opfyldes, og da behov ikke er ens på tværs af landet, er der flere markeder, hvor Energinet indkøber reservekapacitet. Reglerne, likviditet osv. i hvert marked er derfor forskellige.

Med henblik på indledningsvis at kortlægge de forskellige markedsmuligheder, for at belønne fleksibilitet, samler

Tabel 7 gældende rammer for flere elmarkeder, hvor individuelle varmepumper på Lolland-Falster kan evt. deltage.

Tabel 7: Sammenligning af rammer i markeder, hvor individuelle varmepumper evt. kan deltage

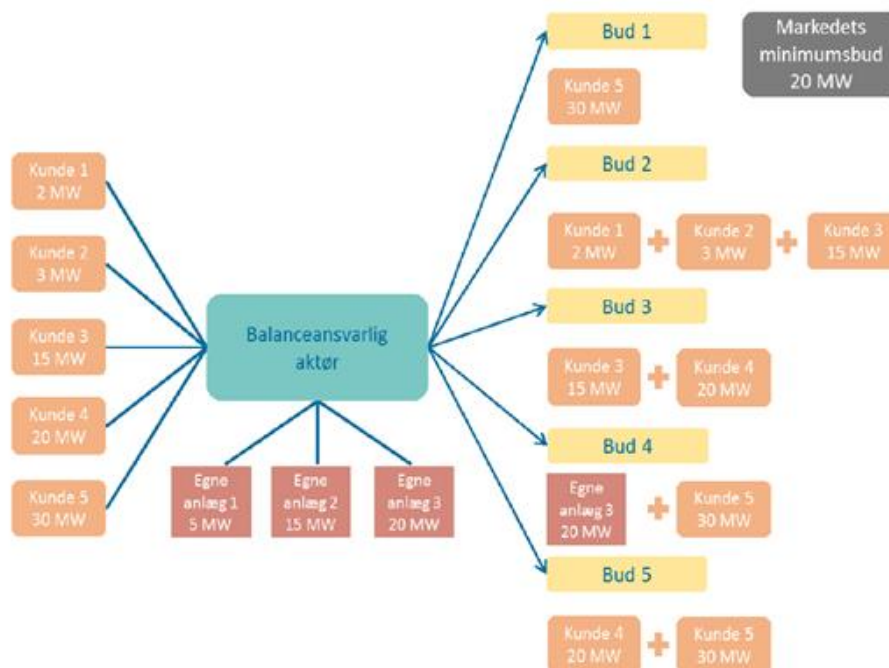
	Spot	Intraday	Regulerkraft	FCR i DK2	aFRR i DK2?	mFRR i DK2
<i>Frekvens</i>	Dagligt	Kontinuerligt	Dagligt	Dagligt	Dagligt	60 pct. måned 40 pct. daglig
<i>Aktivering</i>	Dagen efter	Dagen før kl. 15 - 45 min. før drift	Dagen efter	FCR-N: 2,5 min. FCR - D: 0,5 min.	5 min.	15 min.
<i>Prisfastsættelse</i>	Marginalpris	Bilateral	Marginalpris	Pay-as-bid	Marginalpris	Marginalpris
<i>Efterspørgsel (MW)</i>	Ikke aktuel			FCR-N: +/-18 FCR -D: +/-44	+/- 12	600
Symmetriske bud				Ja	Nej	Ikke aktuel
Budsstørrelse (MW)	0,1	0,1	+/- 5 MW	0,3	1	5

Noter om

Tabel 7: i) DK2 svarer til prisområdet Østdanmark, ii) FCR-N står for Frekvensstyret normaldriftsreserve, FCR-D står for Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve, Både FCR-N og FCR-D er frekvensstabilisering (dvs. primære) reserver, iii) aFRR står for automatiske frekvensgenoprettelsesreserver (sekundære reserver), iv) mFRR står for manuelle frekvensgenoprettelsesreserver (tertiær reserver), v) Der er spørgsmålstejn i den sjette kolonne, da Energinet har ikke endnu truffet en endelig beslutning om det kommende marked for aFRR i DK2.

Adgang til elmarkeder gennem aggregatorvirksomheder

Traditionelt har både elleverandører og -producenter deltaget i elmarkederne, herunder spotmarkedet, gennem de såkaldte balanceansvarlige. Disse er aktører som garanterer finansielt ansvar for eventuelle ubalancer, der sker i forbindelse med handlen med el i deres portefølje, som kan bestå af både produktion og forbrug. I nogle tilfælde kan en producent, eller leverandør være balanceansvarlig for sig selv⁴. Derfor vil individuelle varmepumper i princippet ikke komme til at få adgang til elmarkederne, medmindre en balanceansvarlig aktør, eller en aggregator puljer flere enheder og fungerer som led mellem slutkunderne og elmarkederne. Figur 21 viser et eksempel på, hvordan flere bud kan være sammensatte af en balanceansvarlig aktør.



Figur 21: Eksempel på sammensætning af bud hos en balanceansvarlig aktør. Kilde: Forsyningstilsynet (2018)

Konceptet om aggregatorer har været i udvikling, og i mange år har det været en del af mange energiteknologidemonstrationsprojekter, men nu har det taget en mere konkret

⁴ Dette ikke altid er tilfældet. I den forbindelse sondrede Forsyningstilsynet (2018) i en rapport mellem (rene) aggregatorer, dvs. balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje, og balanceansvarlige, som byder i markederne udelukkende med egne anlæg. Forskellen kan have betydning for den effektive konkurrence af elmarkederne.

form. Som følge af den nyeste lovreform om det indre marked for energi på EU-planen - den såkaldte "Clean Energy Package" - er bidraget af forbrugernes fleksibilitet gennem aggregatorer nu fastsat i den danske lovgivning, gennem bl.a. Aggregeringsbekendtgørelsen (BEK nr 2250, 2020).

Nu kan ellers almindelige forbrugere, være "aktive kunder", dvs. slutkunder i elmarkedet, som også har mulighed for at handle med egenproduceret og lagret strøm. Aggregatorvirksomheder har nu mulighed for at styre og påvirke såvel regulerbart elforbrug som -produktion hos de aktive kunder, ved at afbryde, reducere eller øge deres aftag og/eller levering af el til systemet. En af de centrale bestemmelser i den nye lovgivning, indebærer at aggregatorens rolle kan være opfyldt af en uafhængig virksomhed, dvs. et firma som ikke er knyttet til slutkunders leverandør.

For individuelle varmepumpers evt. bidrag til fleksibilitet i elsystemet, betyder den nye reguleringsramme at:

1. en virksomhed uden for den traditionelle værdikæde i elindustrien (se Figur 19) kan muliggøre adgang til elmarkederne
2. en virksomhed, der driver forretning inden for et relateret område, som fx salg af varmepumpe med abonnement, kan evt. videreudvikle sin forretningsmodel i retning af aggregering af regulerbart forbrug fra individuelle varmepumper

4.3.1 Use-cases

For at udføre den økonomiske analyse i kapitel 5, og for at kvantificere belønningsmuligheder for varmepumpers fleksibilitet, arbejdes i denne rapport med to forskellige use-cases. For hver use-case, er der anvendt antagelser, forudsætninger og fremskrivninger, som beskrives i dette afsnit.

Use-Case 1: Brugerøkonomien i den optimale drift af en individuel varmepumpe

I den første use-case undersøges den brugerøkonomiske gevinst af den optimale drift af én enkelt varmepumpe, uden at denne er en del af en evt. samling af varmepumper – altså en varmepumpepulje, styret af en aggregatorvirksomhed. Den mulige gevinst ved at investere i varmelagring er desuden undersøgt.

I den forbindelse, er det antaget, at varmepumpen justerer forbruget efter det samlede prissignal af:

- prisen for elspotmarkedet i budzone DK2 (Østdanmark)
- distributionstariffen, der gælder for netområdet på Lolland-Falster, hvor CERIUS er distributionssystemoperatør (DSO)
- transmissionstariffen opkrævet af Energinet
- elafgiften

For at illustrere den nuværende situation er der anvendt historiske elspotpriser fra 2019, den eksisterende todelte distributionstarifstruktur (den såkaldte tarifmodel 2.0) samt gældende transmissionstarif og afgift.

Mhp. at illustrere indflydelse af den fremtidige udvikling af elspotpriser og tarifreformen, regnes der udover referencen i nuværende situation på to scenarier for udvikling i elspotprisen, som vist i Tabel 8 nedenfor. Derudover anvendes der en nyere distributionstarif (markedsmodel 3.0), som er anmeldt til Forsyningstilsynet (FSTS). Scenarierne er opsummeret i Tabel 8 nedenfor.

Tabel 8: Scenarier for Use-Case 1

	Elspotpris	Distributionstarif
<i>Scenarie UC1-1 (lav volatilitet)</i>	AF20: Analyseforudsætningerne til Energinet 2020 År: 2025, 2030, 2035, 2040	Fremskrivning på baggrund af markedsmodel 3.0 anmeldt til FSTS
<i>Scenarie UC1-2: (høj volatilitet)</i>	KF21: Klimastatus og -fremskrivning 2021 År: 2025, 2030	

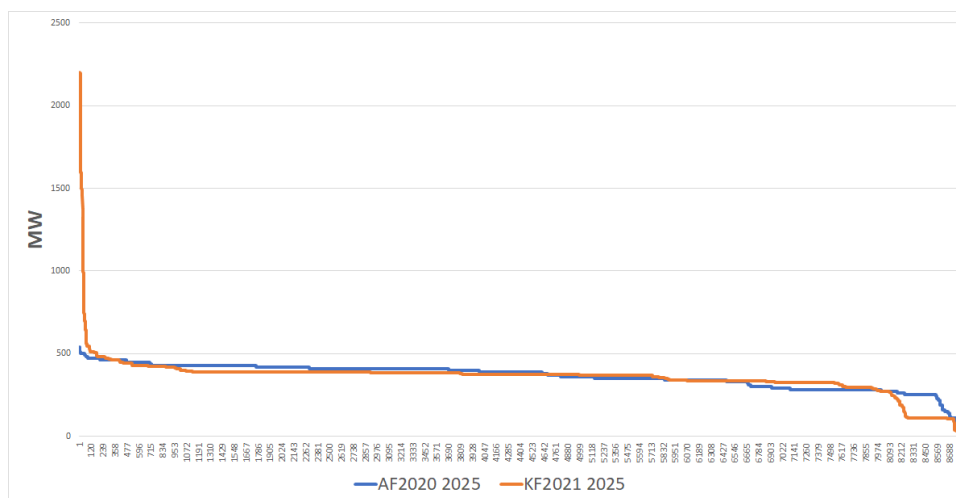
Fremskrivninger af elspotpriser

For at fremskrive elspotpriserne anvendes to af de mest etablerede fremskrivningskilder for det danske elsystem:

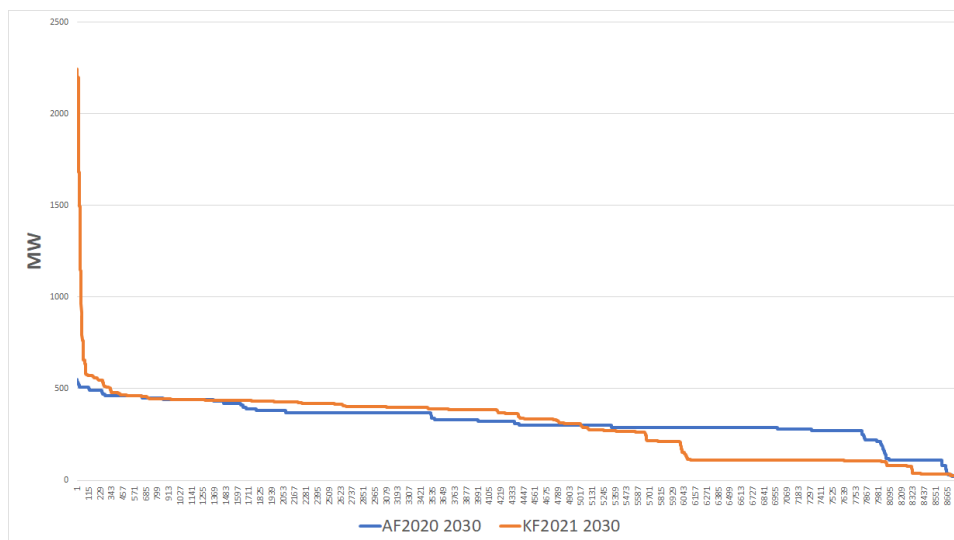
- Analyseforudsætninger 2020 (AF20), som er en årlig rapport udarbejdet af Energistyrelsen, som input til Energinets arbejde med planlægning af transmissionsnettet
- Klimafremskrivningen 2021 (KF21), som også er udarbejdet af Energistyrelsen med en årlig kadence, for at redegøre for udviklingen af drivhusgasser fra 1990, og for at fremskrive hvordan energiforbrug og -produktion vil udvikle sig frem mod 2030 i et såkaldt "frozen policy"-scenarie, hvor der antages fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet

Begge fremskrivninger afspejler en udvikling af elsystemet, hvor kapaciteten af sol og vind øges markant, og hvor der sker en betydelig elektrificering af energiforbruget. Begge fremskrivninger baserer sig på modelberegninger af det sammenhængende elsystem i Nordeuropa.

Forskellen mellem de to fremskrivninger er, at KF21 forudsiger forholdsvis mere volatile priser end AF20 for to af de fremskrevne tidspunkter (2025 og 2030), som fremgår af varighedskurverne på Figur 22 og Figur 23.



Figur 22: Varighedskurve for fremskrevne timepriser i 2025 iflg. AF20 (blå) og KF21 (orange). Kilde: Energistyrelsen.



Figur 23: Varighedskurve for fremskrevne timepriser i 2025 iflg. AF20 (blå) og KF21 (orange). Kilde: Energistyrelsen.

Forskellen mellem timepriser for DK2 i årene 2025 og 2030 i scenarier UC1-1 og UC1-2 bliver tydeligere beskrevet med hjælp af nøgletallene vist i Tabel 9.

Tabel 9: Nøgletal for timepriser i scenarierne UC1-1 og UC2-2

<i>Timepris i kr./MWh</i>	<i>Scenarie UC1-1</i>	<i>Scenarie UC1-2</i>
Gns.	2025: 367 2030: 324	2025: 361 2030: 302
Min – Maks. spredning	2025: (80-540) 2030: (20 - 550)	2025: (34 - 2200) 2030: (22 - 2244)

Fremskrivninger af distributionstariffer

For at fremskrive fremtidens distributionstarif har såvel interviews med relevante brancheaktører som anmeldelsesmaterialet af tarifmodel 3.0 til FSTS været brugt som input (Dansk Energi, 2020).

Den nye tarifmodel har fokus på en øget tidsdifferentiering, udover den differentiering som på nuværende tidspunkt eksisterer, og på kapacitetsbetalinger, som især er målrettet kunder med højere effekt end C-type kunder.

På den baggrund, har Ea Energianalyse fremskrevet tariffer, hvor der er en øget tidsdifferentiering på Lolland-Falster. Den nuværende tarifstruktur (tarifmodel 2.0) vises i

Tabel 10, mens den fremskrevne tarifstruktur (tarifmodel 3.0) vises i Tabel 11 nedenfor. Bemærk, at den fremskrevne tarifstruktur er resultatet af at multiplicere det vægtede gennemsnit af den nuværende tarifstruktur på

Tabel 10 med en tarifskaleringsfaktor.

Tabel 10: Nuværende tarifstruktur på Lolland - Falster

Øre/kWh ekskl. moms	
Lavlast (alle dage i perioden april - september)	15,41
Spidslast (alle dage i perioden oktober - marts i tidsrummet 17.00 - 20.00.)	47,57
Vægtet gns.	17,41

Tabel 11: Fremtidig tarifstruktur på Lolland-Falster

Øre/kWh ekskl. moms (fremskrivning)	
Lavlast	$0,33 \times 17,41 = 5,8$
Højlast - sommer	$0,5 \times 17,41 = 8,71$
Højlast - vinter	$1 \times 17,41 = 17,41$
Spidslast - sommer	$1,33 \times 17,41 = 22,64$
Spidslast - vinter	$3 \times 17,41 = 52,24$

Use-Case 2: Selskabsøkonomien for en Aggregatorvirksomhed, der styrer flere varmepumper

I den anden Use-Case undersøges muligheden for, at en aggregatorvirksomhed indsamler en pulje af varmepumper og styrer dem mhp. at deltage i både elspotmarkedet og det nordiske regulerkraftmarkedet. I den forbindelse byder aggregator på både op- og nedregulering i de timer, hvor de enkelte varmepumper kan justere deres forbrug, enten opad eller nedad.

I den sammenhæng, betyder:

- Opregulering, at varmepumpepuljen reducerer forbruget
- Nedregulering, at varmepumpepuljen øger forbruget

Et gennemsnit af antal timer i årene 2017 – 2019, hvor der har været brug for enten op- eller nedregulering, viser at i mere end 70% af timer i et år, har deltagende aktører modtaget en betaling for at være med i regulerkraftmarkedet. Det betyder, at der er en god chance for at en varmepumpepulje bliver aktiveret, og dermed belønnet for deres fleksibilitet.

Med 2019 i DK2 som eksempel, kan man gennem

Tabel 12 nedenfor konstaterer, at der var 2.736 timer (31% af tiden) med opregulering, og at der var 3.408 timer (39% af tiden) med nedregulering. I gennemsnit var opreguleringsprisen 108,3 kr./MWh, mens nedreguleringspris var -67 kr./MWh. Desuden viste begge priser stor volatilitet, da opreguleringsprisen gik helt op til 4.049,6 kr./MWh og nedreguleringspris helt ned til -451,7 i de timer med hhv. maksimale og minimalpriser i året.

Tabel 12: Nøgletal for Elspot-, Op- og nedreguleringspriser i DK2 i 2019

kr./MWh	Elspot (8760 timer)	Opregulering (2736 timer)	Nedregulering (3408 timer)
Gns.	297,4	108,3	-67
Maks.	817,2	4049,6	-0,1
Min.	-360	0	-451,7

Såvel med opregulering som med nedregulering, skal priserne forstås som potentielle indtjeningsmuligheder for enten at reducere forbrug (opregulering), eller for at øge det (nedregulering). Derudover, da priserne i regulerkraftmarked fastsættes ift. elspotprisen, er opreguleringspriser altid højere end der kan antages som et tillæg oveni elspotprisen, som deltagende enheder kan modtage, hvis de deltager i begge markeder. Det bemærkes dog, at der ikke er en forudsætning om at deltage i Elspot for at deltage i regulerkraftmarkedet.

Fremskrivninger af regulerkraftpriser

For at fremskrive regulerkraftpriser på timeniveau under hvert scenarie i Use-Case 2, blev følgende proces fulgt:

- 1) Der blev beregnet *forskellen* mellem elspot- og regulerkraftpriser i 2019
- 2) For at beregne priser i scenarie UC2-1, var forskellen fra 1) tilføjet til 2030-fremskrivning (AF20), dvs. Scenarie UC2-1 = forskellen mellem Elspot og regulerkraftpriser + 2030-fremskrivning
- 3) For at beregne priser i scenarie UC2-2, var forskellen fra 1) plus en ekstra 25% tilføjet til 2030-fremskrivning (AF20), dvs. Scenarie UC2-2 = forskellen (+25%) mellem Elspot og regulerkraftpriser + 2030-fremskrivning

Beregningsscenarierne er opsummeret i Tabel 13.

Tabel 13: Scenarier for Use-Case 2

<i>Regulerkraftpris</i>	
<i>Scenarie UC2-1 (lav volatilitet)</i>	Fremskrivning af regulerkraftpriser for 2030 med den samme volatilitet som i 2019
<i>Scenarie UC2-2 (høj volatilitet)</i>	Fremskrivning af regulerkraftpriser for 2030 med en ekstra 25% volatilitet ift. 2019

4.3.2 Andre belønningsmuligheder

Udover de ovennævnte er der andre relevante belønningsmuligheder for varmepumpenes fleksibilitet, men disse er forholdsvis mindre relevante, eller sværere at vurdere med den viden, som for tiden er tilgængelig.

Markeder for reservekapacitet

En pulje af varmepumper kunne i princippet deltage i de forskellige markeder for reservekapacitet, hvor Energinet er indkøberen. Denne mulighed er forholdsvis begrænset, da der er særlige tekniske krav som leverandøren skal opfylde. Varmepumpepuljen af en vis

størrelse skal fx kunne reagere på et signal inden for et begrænset tidsrum, mellem 0,5 og 15 minutter, og den skal også have nogle IT-systemer på plads. På nuværende tidspunkt er der ikke mulighed for at vurdere, om en evt. samling af varmepumper vil kunne reagere hurtigt nok, eller omfanget af de nødvendige IT-investeringer, som skal være på plads.

Fleksibilitetsmarked på Lolland-Falster

I et pilotprojekt undersøgte (Energinet, 2020a) og andre samarbejdspartnere muligheden for at belønne den lokale fleksibilitet på Lolland-Falster mhp. at løse flaskehalse, som opstår i elnettet på området. Projektet, som har givet anledning til en metodeanmeldelse for at oprette sådan en markedsmechanisme, brugte geografisk differentierede bud fra vindmøller på Lolland-Falster, som deltog i projektet. Til trods for, at der var interesse for at rekruttere forbrugsenheder, var det ikke muligt at gøre det. Derfor er de relevante priser svære at vurdere, og det er desuden urealistisk at evaluere rentabilitet af sådan en Use-Case ud fra et umodent marked, hvor der har kun været et forsøg.

5 Økonomisk analyse af fleksibel drift af varmepumper

Den økonomiske analyse vil belyse omkostninger til husstandenes komfortopvarmning og varme brugsvand. Ved at modellere behovet i et analyseværktøj, kan der opstilles scenarier som svarer til mulige forretningsmodeller for energivirkosigheder. Der findes ca 3.500 husstande på Lolland Falster som varmes op med en olie kedel og potentialet for lønsomhed for en aggregator er dermed til stede.

5.1 Metode

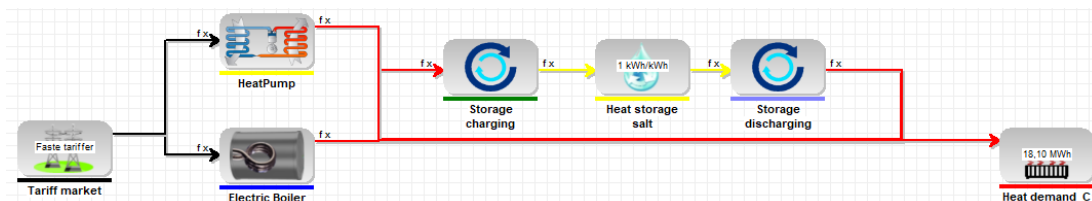
For at afdække de økonomiske muligheder ved investering i varmepumper og varmelager anvendes en referencemodel baseret på softwaren energyPRO fra EMD (EMD international, 2021). energyPRO er velegnet, idet programmet anvender de fysiske betingelser for bygningers varmetab og relevante varmekilder. Ved at anvende historiske vejrdata kan modellen beregne energibehovet i bygningen som efterfølgende anvendes til beregning af energiforbrug for varmepumpen eller oliefyret. Ved modellering med energyPRO er der mulighed for at anvende økonomiske input i form af historiske data for priser på energi, tariffer og øvrige omkostninger. Derved kan modellen optimere energiproduktionen til bygningens energibehov og dermed opnå den bedste pris. Ved at tilføje et varmelager til modellen, kan energiproduktionen forskydes og dermed opnås en økonomisk gevinst når produktionen planlægges til de billigste timer.

Denne mulighed er ny fra 1. januar 2021, hvor private kan afregnes efter spotlignende aftaler. Slutbrugers varmepumpe skal således supportere, at der abonneres på spotpriser og dermed muligheden for at forskyde forbrug. Når forbruget forskydes via kapaciteten i lageret, opstår der en fleksibilitet, som har værdi for elnettet. Som det fremgår i kapitel 4 om rammebetingelser, belønnes fleksibilitet via tarifstrukturen hos DSO og TSO gennem varierende priser for transport af elektricitet i nettet.

Værdien af fleksibiliteten undersøges gennem adskillige kørsler af modellen, hvor parametre for energibehov, produktionskapacitet, lagerkapacitet, økonomiske forudsætninger med flere, danner grundlag for sammenligning af den samlede økonomi for løsningen. Det økonomiske potentiale vurderes ud fra privatøkonomi, selskabsøkonomi og samfundsøkonomi.

5.2 Modelbeskrivelse

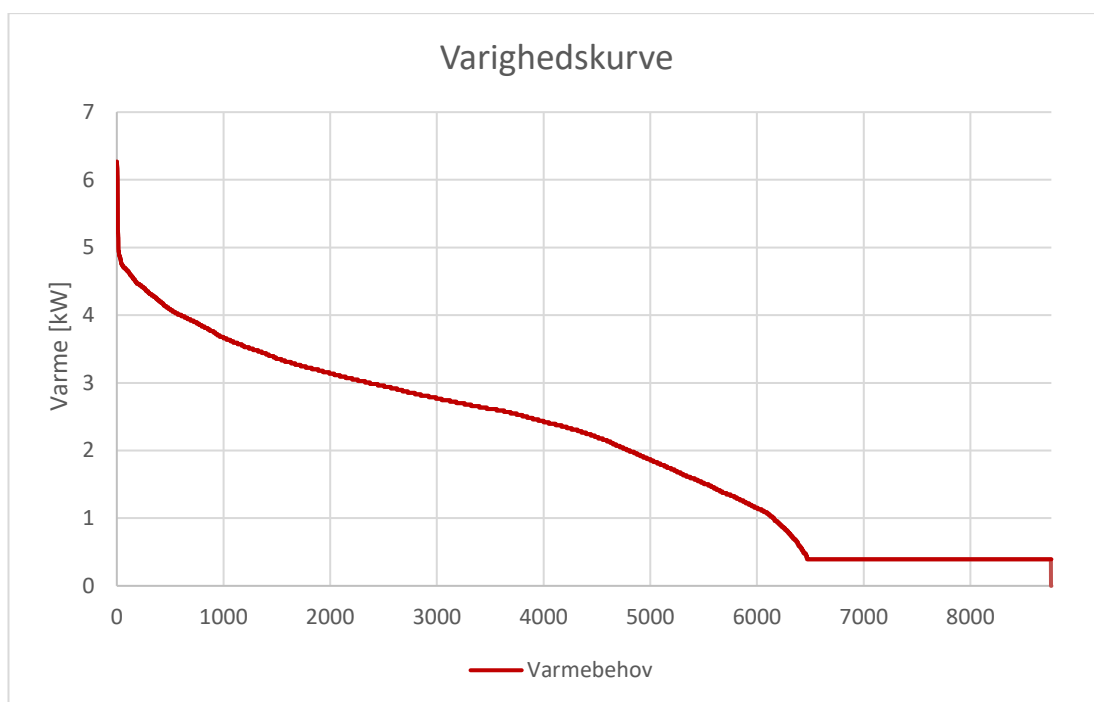
Modellering i energyPRO tager udgangspunkt i at tilfredsstille et behov. I denne model skal der tilfredsstilles et varmebehov til komfortvarme og varmt brugsvand. Kilderne til opvarmning er en varmepumpe med elstav og et lager. Figur 24 viser en illustration af modellen, der er opbygget i energyPRO.



Figur 24: Illustration af modellen, som er opbygget i energyPRO

5.2.1 Varmbehov

Bygningens varmebehov varierer med bygningens størrelse og isoleringsgrad og forbruget af varmt brugsvand. I et standardhus, som beskrevet af energistyrelsen, er varmehovet 18,1 MWh for et år. I modellen fordeles energibehovet time-for-time over året ud fra det graddage afhængige forbrug (GAF) på ca 81% og det graddageuafhængigt forbrug (GUF) på ca 19%. Figur 25 viser en varighedskurve over varmebehovet i huset i alle årets timer, som svarer meget godt overens med de estimerede varmebehov for ældre parcelhuse vist på Figur 8 i kapitel 3.5.



Figur 25: Varighedskurve over varmeforbrug i løbet af årets timer i standardmodelhuset der modelleres i energyPRO.

5.2.2 Varmeproduktion

Varmepumpen og elstaven er de eneste kilder til varmeproduktion. Den producerede varme vil afspejle behovet og varmen lagres i varmelageret eller forbruges direkte. Hvilken teknologi der anvendes afgøres af prisen på elektricitet og behovet for effekt.

Varmepumpen er dimensioneret til at tilfredsstille 82% af varmebehovet ved -12 C. Ved yderligere behov skal elstaven træde til. Elstavens effektforbrug er tilsvarende varmepumpens el-effektforbrug. Varmepumpens varmekurve er fast 55C, som dermed tilfredsstiller hygiejnekrav for opvarmning af varmt brugsvand.

5.2.3 Varmelageret

Varmelageret i den valgte løsning er af typen PCM, som anvender et salthydrat til lagring af varme. Lageret er implementeret i modellen, således at lade- og afladehastighed kan kalibreres til forskellig lagerteknologi.

5.2.4 Økonomiforudsætninger

Prisen på elektricitet er implementeret som en prisfil med prisdata time-for-time. De fleste beregninger anvender spot markedspriser fra 2019 DK2, som anses for at være repræsentative. Prisfilen kan tilpasses forskellige scenarier ligesom flere prisfiler fra flere markeder kan anvendes samtidig, f.eks. spotprismarked og regulérkraftmarked.

En del af de økonomiske forudsætninger handler om prisen på transmission af elektricitet i nettet. Modellen er forberedt til at inkludere de nutidige og fremtidige tariffer i distributionsnettet (DSO) og transmissionsnettet (TSO). Tarifferne er en vigtig del af netselskabernes mulighed for at skabe incitament for forbrugsforskydning.

5.2.5 Elprissammensætning

Sammensætningen af elprisen indeholder adskillige elementer af priser, tariffer og afgifter. Alle elementer er i spil og ændres løbende af markedet og myndighederne for at skabe incitament for forbrugerne. Tabel 14 viser de elementer der indgår i elprisen.

Tabel 14: Sammensætning af forbrugerens udgift til el. PSO-afgift 01/2021 udfases med udgangen af 2021 og er derfor udeladt. Alle priser er eksklusive moms. Flexafregnet markedsel fra elhandleren f.eks. EWII, vil inkludere et månedsabonnement på 29 kr. per måned.

Priselementer		DKK/kWh
Markedspris for el eksempel	Variable, spotbørs	0,5
Transport lokalt elselskab DSO	Variable, sæson og døgn	0,1741
Energinet TSO (systemtarif, transmissionstab,ballancetarif)		0,11229
Elafgift		0,9
sum		1,68639
El til rumvarme:		
Godtgørelse af elafgift til proces og komfortvarme	DKK/kWh (2021)	- 0,896
Samlet elpris til proces og komfortvarme	DKK/kWh	0,79039

5.3 Tarifiering af transport i elnettet

Tarifiering af transport i elnettet sker hos DSO og TSO

5.3.1 Distributionsselskabets tarifiering

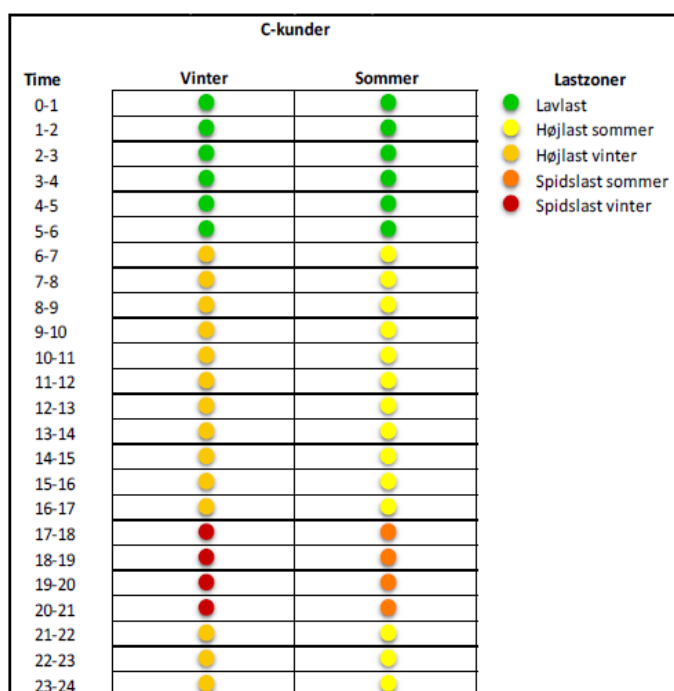
Distributionsselskabernes tarifiering er prisen for at transportere elektriciteten i distributionsnettet. Forbrugsmønstret viser et øget forbrug mellem kl 17 og kl 21. Dermed er nettet ekstra belastet i denne periode. For at undgå flaskehalse har DSO indført

differentierede tariffer hen over døgnet. Derved skabes et incitament for at forskyde sit forbrug til billige perioder og dermed opnå en økonomisk besparelse.

Tariferingsmodellen justeres løbende af den enkelte DSO og har hidtil kun været delt i 2 tariffer. Der synes at være tilslutning blandt alle DSOer til at implementere denne nye tarifmodel. Tariferingerne er vist i Tabel 15 og Figur 26.

Tabel 15: Tarifiering på distributionsnettet for Cerius DSO

	Antal timer	Tariffskaleringsfaktor	Nettarif ekskl. moms (DKK/kWh)
Lavlast	2190	0,33	0,058
Højlast - sommer	2562	0,5	0,0871
Højlast - vinter	2548	1	0,1741
Spidslast sommer	- 732	1,3	0,2264
Spidslast - vinter	728	3	0,5224



Figur 26: DSO tariferingsmodel over et døgn. Bemærk at der er forskellige tariffer for høj- og spidslast afhængig af sæson

5.3.2 TSO-tariffer

Den eksisterende tarifiering hos TSO varierer ikke over døgn eller sæson, men der arbejdes på at skabe incitament for at forskyde forbruget til nattetimerne fra kl 00-06.

Tabel 16 og Tabel 17 viser henholdsvis den nuværende TSO-model og en mulig fremtidig tidsdifferentieret TSO-model.

Tabel 16: Nuværende TSO-model

Forbrugstariffer	DKK/kWh
Transmissionsnettarif	0,049
Systemtarif	0,061
Balancetarif	0,00229
I alt	0,1123

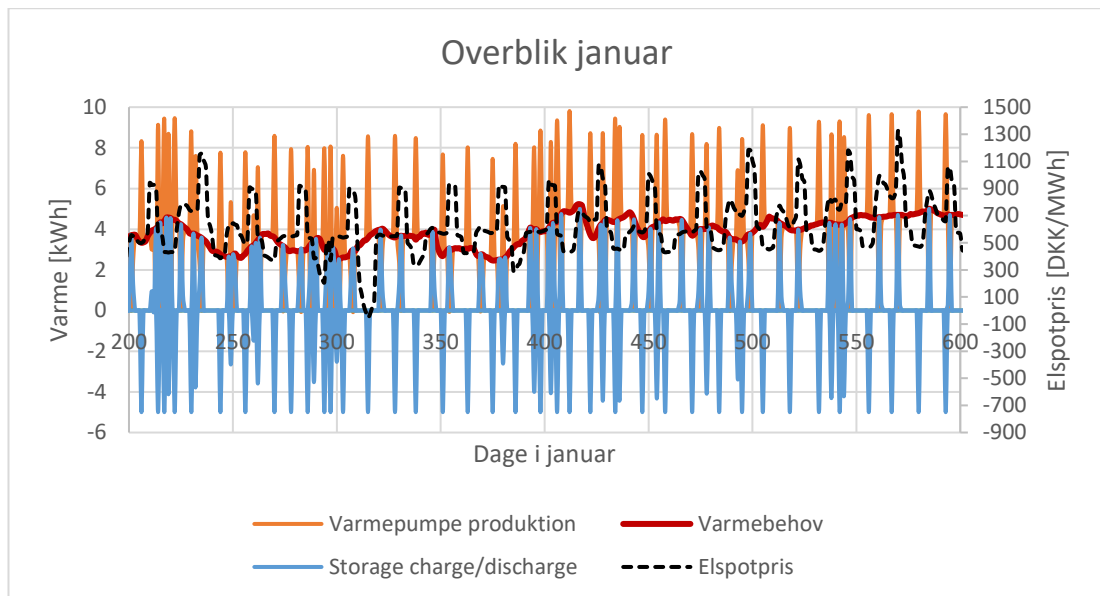
Tabel 17: Tidsdifferentieret tarifmodel (ikke vedtaget)

Forbrugstariffer	DKK/kWh kl 00-06	DKK/kWh øvrig tid
Transmissionsnettarif	0,049	0,049
Systemtarif	0,02	0,075
Balancetarif	0,00229	0,00229
I alt	0,1123	0,1123

5.4 Lagerets funktion

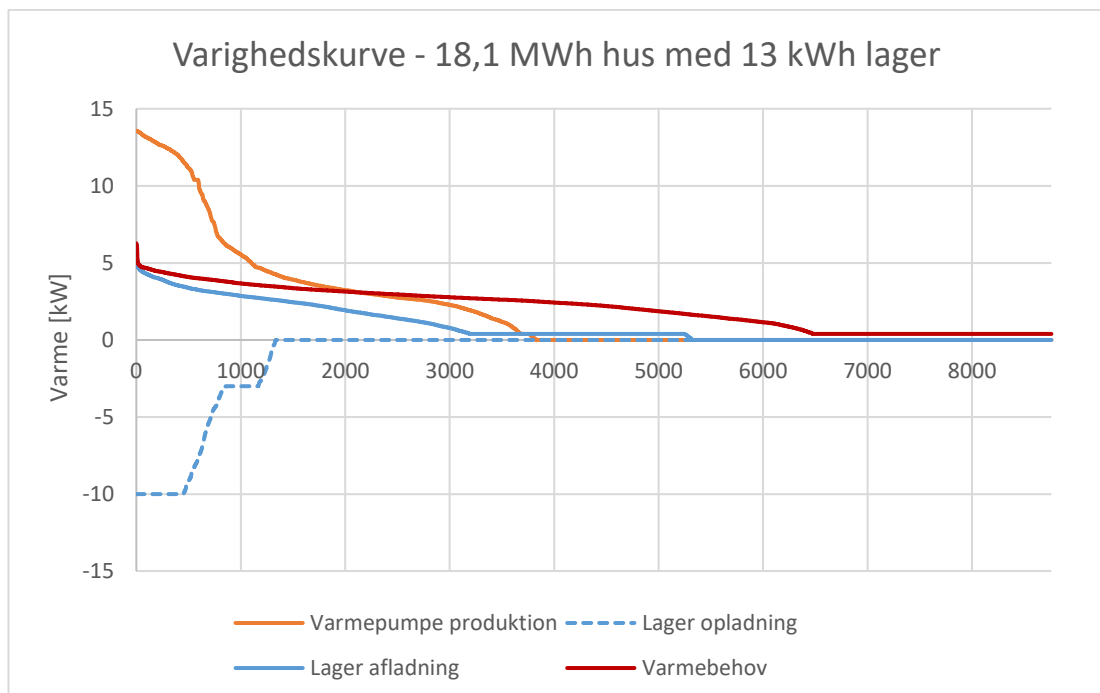
Når lageret indsættes i modellen, vil energyPRO optimere brugen af varmepumpe og elstav, så der bruges strøm når strømmen er billig, mens der bruges varme fra lageret, når strømmen er dyrest. Dette betyder f.eks. at varmepumpen bliver styret så varmeproduktionen ligger udenfor spidslastperioden så vidt muligt. Det skal påpeges, at modellen optimerer brugen af lageret ud fra de kendte spotpriser, hvilket vil sige, at det i modellen er muligt at optimere elforbruget fuldt ud i forhold til hvornår priserne er billige eller dyre, fordi priserne er kendt ud i fremtiden. I virkeligheden, vil man kende priserne 24 timer på forhånd og lageret vil derfor ikke kunne styres helt så optimalt.

Figur 27 viser hvordan et lager på 5 kWh oplades og aflades i et standardhus (med årligt varmebehov på 18,1 MWh) over januar måned. Som det ses, oplades lageret som udgangspunkt i perioder hvor elprisen er lav eller inden en periode med høj elpris, hvorunder lageret aflades.



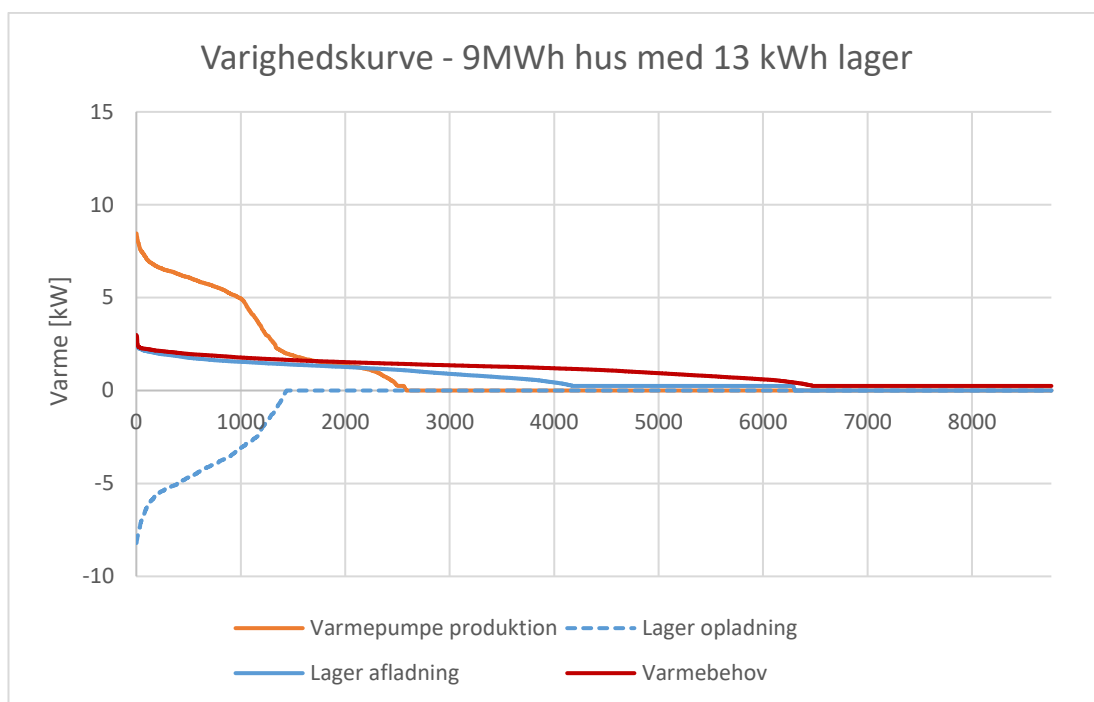
Figur 27: Overblik over brug af lager på 5 kWh i januar i et standard hus med årligt varmebehov på 18,1 MWh.

Figur 28 viser hvor mange timer om året lageret er i brug. Som det ses, oplades lageret maksimalt med en effekt på 10 kW og det oplades ca. 1200 timer om året. Den maksimale effekt er sat til 10 kW i beregningerne for at sætte en begrænsning på hvor hurtigt lageret kan oplades og aflades. Lageret aflades typisk med en effekt på mellem 0,4-4 kW når det aflades, hvilket sker i ca. 5200 timer om året. Afladning med en effekt over 0,4 kW foregår kun i ca. 3200 timer.



Figur 28: Varighedskurve for varmebehov og brug af lager over årets timer i standardhus med årligt varmebehov på 18,1 MWh og med 13kWh lager.

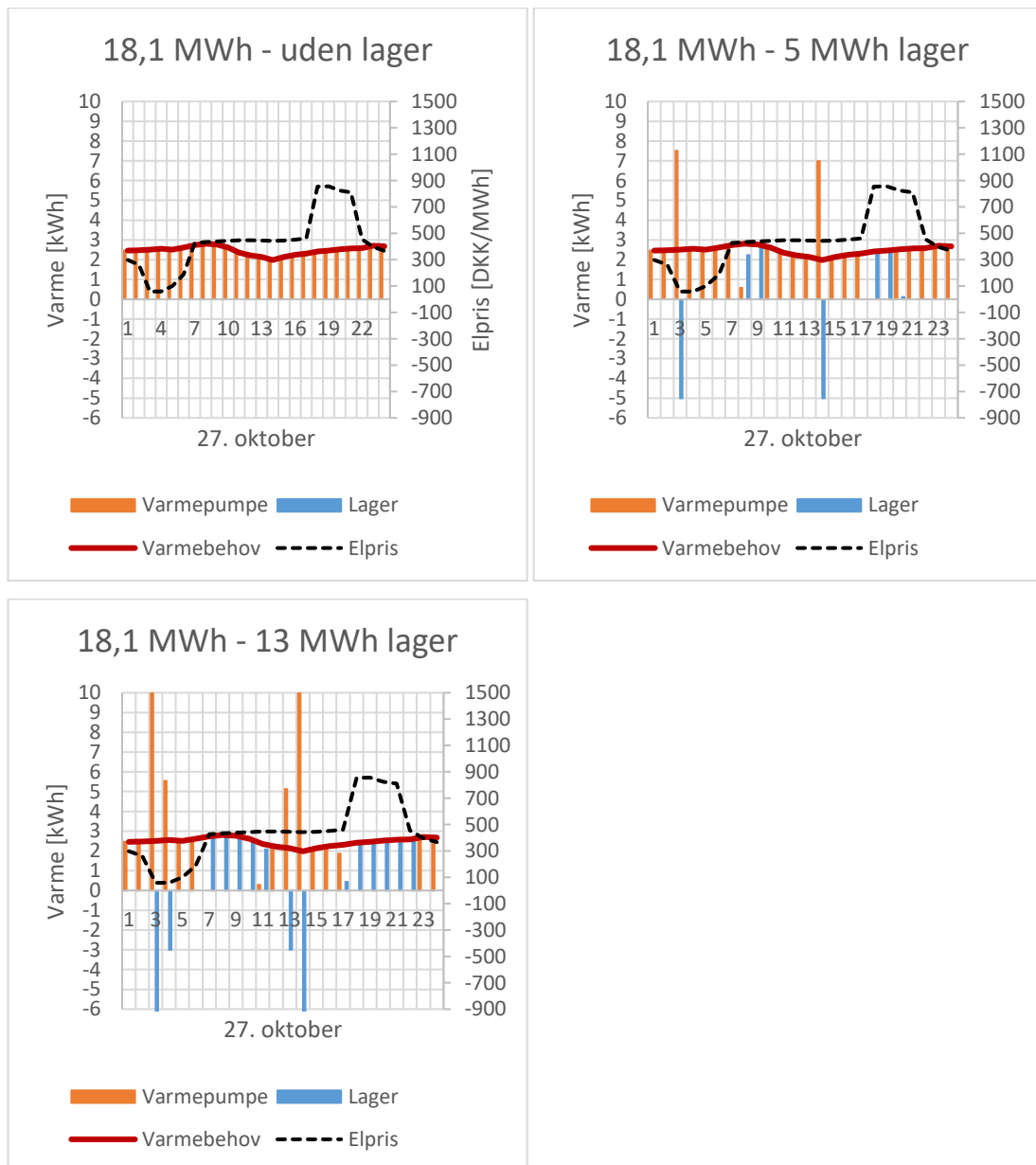
Figur 29 viser samme varighedskurve for et nyere hus med årligt varmebehov på 9 MWh og ligeledes med et 13 kWh lager. Som det ses, er lageret i brug i flere timer over året, men med en lavere effekt grundet det lavere varmebehov i bygningen. Samlet set forskydes der over året et forbrug på ca. 8,3 MWh varmebehov om året i det ældre parcelhus mens der forskydes ca. 5,6 MWh varmebehov i det nyere hus.



Figur 29: Varighedskurve for varmebehov og brug af lager over årets timer i nyere hus med årligt varmebehov på 9 MWh og med 13kWh lager.

Figur 30 viser hvordan lageret oplades og aflades på en typisk dag i et standardhus med 18,1 MWh årligt varmebehov. Når der intet lager er, producerer varmepumpen varme hver time uanset elprisen. Så snart der er et lager, bliver dette opladt i perioder med lav elpris ligesom det oplades inden kogespidsperioden, for at minimere varmeproduktion i perioden med høje spidslastpriser. Med et lager på 5 kWh, kan lageret dække varmebehovet i ca. 2 timer ud af spidslastperioden, mens lageret på 13 kWh gør det muligt at undgå at bruge strøm i hele kogespidsen i et typisk hus.

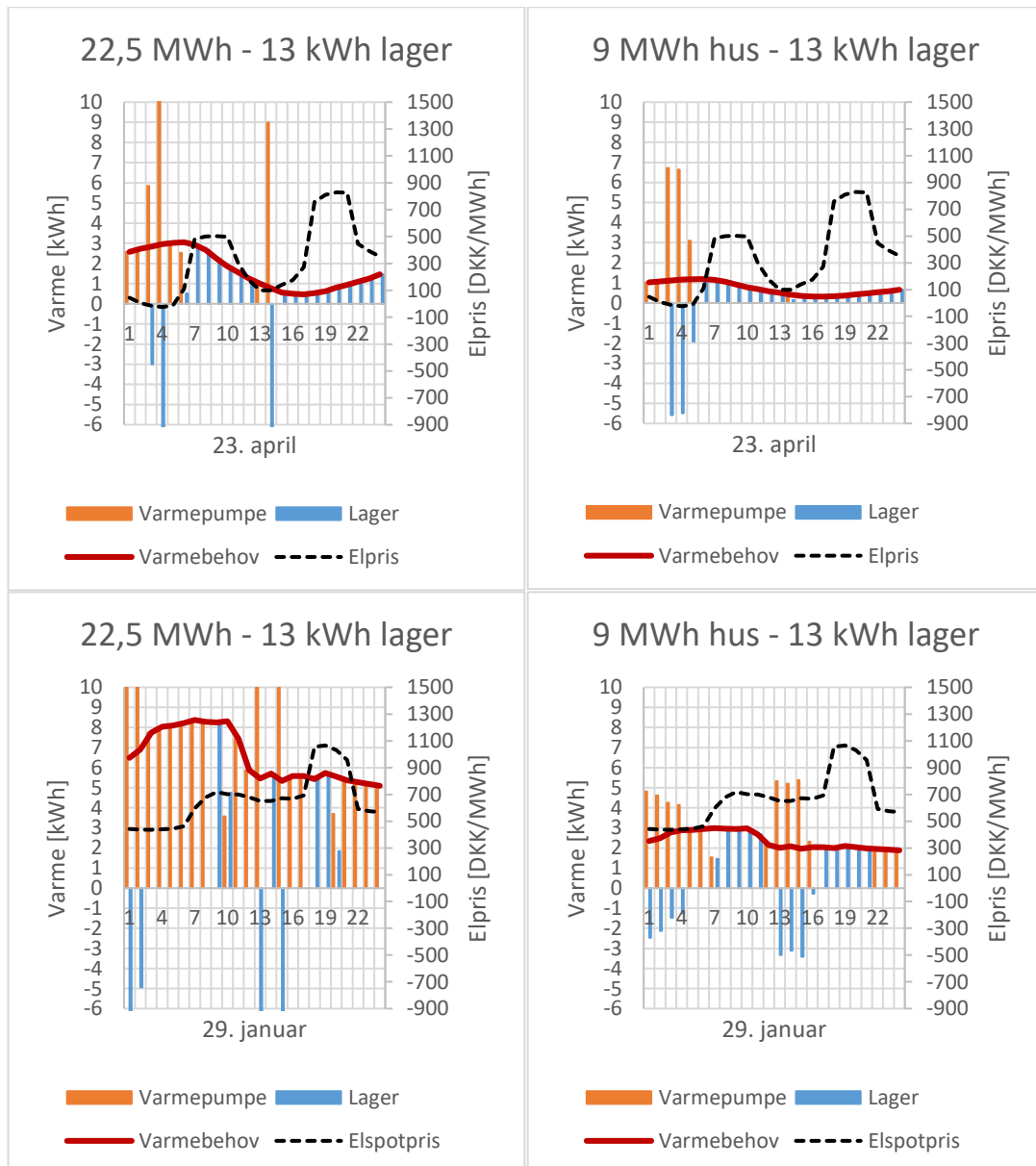
Det skal nævnes, at der i simuleringerne her, ikke tages hensyn til variationen i interne varmetilskud i bygningen. Hvis der er store interne varmetilskud til stede, er der ikke behov for helt så stor varmeproduktion til rumopvarmning fra varmepumpen. Det kan betyde, at lageret i praksis kan forskyde forbruget over en længere periode, end hvad der er angivet i disse simuleringer, og netop dette kunne godt være tilfældet under kogespidsen, hvor der ofte er en del interne varmetilskud fra madlavning. Det ændrer dog ikke nødvendigvis på mængden af varme der forskydes, eftersom varmeforbruget i referencen også ville være reduceret under spidslastperioden, hvis de interne tilskud blev taget i betragtning.



Figur 30: Sammenligning af varmeproduktion fra varmepumpe i scenarier med standard huse med varmebehov på 18,1 MWh om året og med forskellige lager størrelser eller uden lager.

Figur 31 viser på samme måde hvordan et 13 kWh lager oplades og aflades i henholdsvis et ældre hus med årligt varmebehov på 22,5 MWh og et nyere hus med årligt varmebehov på 9 MWh på en varm og en kold dag. Som det ses på figuren, kan lageret forsyne husene med varme i mange timer på en varm dag. For det nybyggede hus kan lageret dække det lave varmebehov i langt størstedelen af døgnets timer. Det er dog også en meget lille effekt der forskydes, på mellem 0-1 kW hver time. Her skal det yderligere pointeres, at den mængde el der kan forskydes, kun er ca. 1/3 af den illustrerede varme, hvis varmepumpen har en COP på 3. Dermed bidrages der kun med en meget lille fleksibilitet til elmarkedet i et nyere hus på en varm dag.

På en kold dag ses det at der i det ældre parcelhus er en langt større varmeeffekt der kan forskydes, og her rækker lageret kun til ca. to timers opvarmning med effekter i omegnen af 5-8 kW. Altså en større effekt der kan forskydes over en kortere tidsperiode.



Figur 31: Sammenligning af opladning og afladning af 13 kWh lager i et nyt og et ældre parcelhus (9 MWh årligt forbrug vs. 22,5 MWh årligt forbrug) samt på en varm og en kold dag.

5.5 Privatøkonomiske resultater

Der foretages i denne del en brugerøkonomisk beregning baseret på omkostningerne ved opvarmning af bygninger med varmepumpe. Som vist i sektionen ovenfor, vil beregningerne tilgodese installationer med lagerkapacitet, som dermed kan forskyde forbruget.

Der findes i øjeblikket et potentiale på ca. 3500 husstande på Lolland, hvor opvarmningskilden er olie. Omkostningerne til olie har traditionelt set været dyre, grundet afgifter på brændstoffet. For mange husstande, har der kun været få alternativer til olie, såsom træpiller og varmepumper. I takt med regeringens ønske om konvertering af teknologi baseret på fossile brændsler, som olie, er der også udrullet tilskudspuljer der kan søges ved anskaffelse af varmepumper. Følgende beregning vil illustrere omkostningerne til opvarmning af et hus med olie. Beregningen vil efterfølgende anvendes som reference for beregning af udgifter til opvarmning med varmepumpe baseret på relevante scenarier. Scenarierne vil undersøge og kombinere de økonomisk mest indflydelsesrige parametre som f.eks varmelager, tarifstruktur, spotpris.

5.5.1 Etablering af referencehus

I de første beregninger ses der på, hvor meget der spares hvis beboerne i et standardhus skifter oliefyret ud med en varmepumpe. I dette scenarie tages der udgangspunkt i et standardhus på 140m² med et årligt varmebehov på 18,1 MWh hvoraf det graddageafhængige forbrug (andelen der anvendes til rumopvarmning) udgør på 81%. Det antages at oliefyret skiftes til en 5,4 kW varmepumpe uden lager, og der ses på to forskellige tarifstrukturer – MM2 eller MM3.

Tabel 18 viser de årlige energiforbrug og omkostninger i de tre scenarier. De angivne priser er ekskl. moms.

Som det ses af tabellerne, har investeringen i en varmepumpe en simpel tilbagebetalingstid på 5,3 år når der ikke er mulighed for fleksibelt elforbrug. Tager man den nye tarifstruktur (MM3) i betragtning, er den simple tilbagebetalingstid 5,2 år – altså ikke synderligt forandret.

Tabel 18: Sammenligning af årlige energiforbrug og omkostninger til opvarmning af et standardhus med olie eller varmepumpe. Oplysninger om omkostninger til opvarmning med olie er hentet Energistyrelsens hjemmeside. <https://sparenergi.dk/forbruger/spar-energi-i-dit-hus>. Priser er eks. moms

Hustype			
<i>Hustype, areal</i>	<i>Varmebehov</i>	<i>Lagerkapacitet</i>	<i>Graddageafhængigt forbrug</i>
<i>Std, 140m²</i>	18,1MWh	0 kWh	81%
Oliefyret hus, nyt oliefyr			
<i>Olieforbrug</i>	2.000 liter		
<i>Oliepris pr år á 11 kr/l</i>	22.000 kr		
<i>Investeringsomkostninger til nyt oliefyr</i>	Ca. 40.000 kr		
<i>CO₂ emission</i>	5.400 kg		
[#2] Varmepumpe, 5,4 kW u/lager, nuværende tariffstruktur (MM2)			
<i>Elforbrug</i>	6.712 kWh		
<i>Elpris pr år</i>	5.311 kr		
<i>Investeringsomkostninger</i>	88.000 kr		
<i>Simpel tilbagebetalingstid i forhold til olie</i>	5,3 år		
<i>CO₂ emission</i>	1.224 kg		
[#3] Varmepumpe, 5,4 kW u/lager, ny tariffstruktur (MM3)			
<i>Elforbrug</i>	6.718 kWh		
<i>Elpris pr år</i>	5.218 kr		
<i>Investeringsomkostninger VP</i>	88.000 kr		
<i>Simpel tilbagebetalingstid i forhold til olie</i>	5,2 år		
<i>CO₂ emission</i>	1.224 kg		

5.5.2 Lagerets betydning for fleksibilitet

Der ses herefter på energiforbrug og årlige omkostninger hvis der investeres i en varmepumpe med lager af forskellig størrelse. Beregningerne er udført med den nye tariffstruktur (MM3). Besparselsen for den enkelte forbruger er i disse scenarier begrænset til interaktion på spotmarkedet. Der tages udgangspunkt i, at et PCM-lager på 13 kWh har en investeringsomkostning på 24.000 DKK inkl. installation, hvilket svarer til Suntherms estimerede pris. Denne omkostning er herefter skaleret for scenarier med andre lagerstørrelser. Prisen er ligesom de andre priser angivet uden moms.

Tabel 19 viser de årlige elforbrug og årlige udgifter til elforbrug alt efter lagerstørrelsen. Som det fremgår af tabellen, spares der henholdsvis 393 DKK eller 787 DKK pr år, når der investeres i et PCM-lager på henholdsvis 5 kWh eller 13 kWh. For interessens skyld er der

inkluderet scenarier med meget stor lagerkapacitet på 25 kWh eller 50 kWh, og som det fremgår heraf, flader besparelsen ud, og man kan maksimalt spare 1282 DKK pr. år ved at kunne aftage strøm fleksibelt i forhold til priserne på spotmarkedet.

Når besparelserne sammenlignes med omkostningerne til at købe et lager, kan det bedst betale sig kun at investere i et lille lager på 5kWh, som gør det muligt at få gavn af den væsentligste fleksibilitetsgevinst ved en lille investering. Selv her er den simple tilbagebetalingstid (TBT) dog 23 år, og det er dermed ikke en god investering med de nuværende prisstrukturer. Samlet set, vil man for et standardhus kunne spare ca. 7.900 kr. på sin elregning over 10 år, hvis man installerer et 13 kWh lager. Det vil sige, at lageret skal ned på en pris omkring 7.900 kr., før der kan opnås en simpel tilbagebetalingstid på under 10 år, med de anvendte elpriser og -tariffer.

Det skal i den forbindelse noteres, at den angivne pris på Suntherms lager er forholdsvis favorabel hvis man sammenligner med Energistyrelsens Teknologikatalog. Suntherm har en enhedspris på ca. 250 €/kWh lager, mens referenceprisen fra teknologikataloget er ca. 410 €/kWh (Energistyrelsen, 2020).

Tabel 19: Energiforbrug, årlige omkostninger og investeringsomkostninger ved installation af varmepumpe med lager af forskellige størrelse i en standardbolig.

Hustype

Hustype, areal [m ²]	Varmebehov [MWh]	Graddageuafhængigt forbrug	Investeringsomkostninger VP [DKK]
Std, 140	18,1MWh	81%	88.000

Varmepumpe, 5,4 kW, ny tariffstruktur (MM3)

Lagerstørrelse [kWh]	Elforbrug [kWh]	El årligt [DKK/år]	Pris lager [DKK]	Varmepris for 10 år* [DKK]	Varmepris [DKK/kWh]	Simple TBT
0 kWh	6.717,60	4.174	0	133.489	0,74	
5 kWh	6.691,90	3.781	9.200	138.758	0,77	23
8 kWh	6.677,60	3.604	14.800	142.587	0,79	84
13 kWh	6.668,00	3.387	24.000 ^(*)	149.617	0,83	111
25 kWh	6.671,00	2.892	46.200	169.437	0,94	194
50 kWh	6.717,90	2.892	92.300	212.969	1,18	359

*Pris for 10 års varmeforbrug inkl. abonnement, investeringer og elafgift

5.5.3 Varmebehov for forskellige hustyper

Herefter ses der nærmere på, hvordan typen af hus påvirker de opnåede årlige besparelser. Der laves beregninger på de tre typiske parcelhuse udvalgt i Tabel 3 og foretages beregninger med og uden lager på 13 kWh. Varmepumperne i husene antages at være henholdsvis 8,4 kW, 6,2 kW og 2,78 kW og der beregnes efter den nye tariffstruktur (MM3).

De årlige energiforbrug og el-omkostninger for de tre typiske parcelhuse fremgår af Tabel 20. Heraf ses det at den årlige besparelse procentuelt er en smule større for et lavenergihus end for et ældre parcelhus. For et lavenergihus spares der således ca. 500 DKK om året mens

der for et ældre parcelhus spares ca. 800 DKK om året. Dette svarer til henholdsvis 15% og 25% af den årlige udgift. Der kan dermed opnås en større procentuel besparelse i et lavenergihus – nok fordi huset har et meget lavt varmeforbrug og at lageret dermed giver god mulighed for at levere fleksibilitet over flere timer. Investeringen i et PCM-lager vil dog stadigvæk ikke være økonomisk rentabel og det vil hæve varmeprisen for beboerne betydeligt.

Tabel 20: Energiforbrug og årlige el-omkostninger for tre forskellige typiske parcelhuse med eller uden 13 kWh PCM-lager.

Hustype

Hustype, areal [m ²]	Lagerkapacitet [kWh]	Investeringsomk. VP [DKK]
Std, 150	13	88.000

Varmepumpe, 8,4 kW, 6,2kW eller 2,78 kW, m/u 13 kWh lager, ny tarifstruktur (MM3)

Husets byggeår	Varmeforbrug [MWh]	Elforbrug [kWh/år]	El årligt [DKK/år]	Pris lager [DKK]	Varmepris for 10 år* [DKK]	Varmepris [DKK/kWh]
1850	22,5	8.367	4.417	24.000	159.985	0,71
	22,5	8.421	5.241	0	144.227	0,64
1960	17,3	6.415	3.268	24.000	148.417	0,86
	17,3	6.463	4.020	0	131.939	0,76
2006	9	3.300	1.542	24.000	131.032	1,46
	9	3.325	2.064	0	112.253	1,25

*Pris for 10 års varmeforbrug inkl. abonnement, investeringer og elafgift

5.5.4 Besparelse hvis konstruktioner anvendes som lager

I næste beregning, antages det at husets konstruktioner kan anvendes som lager, og at dette lager har en størrelse på 13 kWh når temperaturen falder 1 °C, som beskrevet i kapitel 0. Det antages at konstruktionerne maksimalt kan afgive og optage varme med en effekt på 3,25 kW. Når beregningen foretages, vil det dog antages at konstruktionerne kan oplades og aflades som det passer optimalt med prisstrukturen, mens den virkelige situation vil være, at konstruktionerne umiddelbart vil opvarmes igen lige efter der er foretaget en nedkøling. Dette skyldes, at når varmepumpen tændes efter at have været slukket i en periode, vil termostaterne med det samme søge at opvarme huset til set-punktet igen, og man kan ikke uden en yderligere smart styring kontrollere eller forsinke genopvarmningen. Resultatet af beregningen er en årlig omkostning til el på 3.425 kr., som angivet i Tabel 21.

Som en simpel sammenligning, for et mere realistisk scenarie, laves derudover en beregning baseret på resultaterne fra energyPRO. Her antages det, at varmeforbruget i de fire spidslasttimer hver dag kan udskydes til de efterfølgende fire timer, så spidslasttarifferne undgås. Hvis dette antages, samtidig med at der fortsat regnes med de samme el-spotpriser osv., fås en årlig elpris til opvarmning på 3.679 kr. Dette er altså under forudsætning af, at varmeforbruget kan udskydes 4 timer under kogespidsen hver dag uden at det har

konsekvenser for komforttemperaturen i huset. Derudover antages det tilsvarende, at der ikke er behov for opvarmning af brugsvand i spidslastperioden, og at der ikke er behov for at dække varmetab til brugsvandscirkulation.

Da det antages at der betales 29 kr. om måneden i abonnement for at blive afregnet i henhold til spotpriser, vil disse scenarier over en 10-årig periode resultere i en besparelse på henholdsvis 4255 kr. og 1714 kr.

Tabel 21: Energiforbrug og årlige el-omkostninger hvis det antages at husets konstruktioner kan anvendes som et 13 kWh lager.

Hustype

Hustype, areal [m ²]	Varmebehov [MWh]	Graddageuafhængigt forbrug	Investeringsomkostninger VP [DKK]
Std, 140	18,1MWh	81%	88.000

Varmepumpe, 5,4 kW u/lager, ny tariffstruktur (MM3)

Lagerstørrelse [kWh]	Elforbrug [kWh]	El årligt [DKK/år]	Pris lager [DKK]	Varmepris for 10 år* [DKK]	Varmepris [DKK/kWh]
0 kWh	6.717,60	4.174,00	0	133.489	0,74
13 kWh E.Pro	6.685,00	3.425,00	0	129.234	0,71
13 kWh simpel	6.736,00	3.679,13	0	131.775	0,73

*Pris for 10 års varmekonsum inkl. abonnement, investeringer og elafgift

5.5.5 Fremskrivning af økonomiske forudsætninger

Til sidst ses der nærmere på et scenarie hvor elpriserne fremskrives efter de i Kapitel 4.3 angivne scenarier. Der tages endnu en gang udgangspunkt i standardhuset med varmebehov på 18,1 MWh/år og der ses på scenarier med eller uden et PCM-lager på 13 kWh. Der anvendes den nye tariffstruktur (MM3).

Table 22 shows the annual electricity consumption and costs in the different scenarios. As it appears, the different forecasts of spot prices do not significantly affect the result and therefore do not create an incentive to invest in a typical household.

Tabel 22: Energiforbrug og årlige el-omkostninger for en standardbolig med eller uden 13 kWh PCM-lager ved forskellige fremskrivninger af elspotpriserne. AF = Energistyrelsens analyseforudsætninger, KF = Energistyrelsens klimafremskrivning.

Hustype

Hustype, areal [m ²]	Varmeforbrug [MWh]	Investeringsomk. VP [DKK]
Std, 140	18,1	88.000

Fremskrivningsår	Lager [kWh]	Elforbrug [kWh/år]	El årligt [DKK/år]	Pris lager [DKK]	Varmepris efter 10 år* [DKK]	Varmepris [DKK/kWh]
2019	0	6.718	4.174	0	133.489	0,74
2025AF	0	6.708	4.575	0	137.498	0,76
2030AF	0	6.708	4.334	0	135.088	0,75
2035AF	0	6.718	4.174	0	133.489	0,74
2040AF	0	6.708	4.668	0	138.428	0,76
2025KF	0	6.708	4.517	0	136.918	0,76
2030KF	0	6.708	4.120	0	132.948	0,73
2019	13	6.668	3.387	24.000	149.617	0,83
2025AF	13	6.638	3.830	24.000	154.046	0,85
2030AF	13	6.643	3.569	24.000	151.436	0,84
2035AF	13	6.668	3.387	24.000	149.617	0,83
2040AF	13	6.643	3.738	24.000	153.126	0,85
2025KF	13	6.641	3.735	24.000	153.096	0,85
2030KF	13	6.651	3.238	24.000	148.126	0,82

5.5.6 Reduktion af CO₂-udledning ved brug af lager

Varmepumpen med lager giver bedre mulighed for at bidrage til fleksibilitet på el-markedet, og et af hovedformålene med dette, er at gøre det muligt at bruge en større andel vedvarende energi, for derved at nedbringe CO₂-udledningen fra el-forbruget. I forlængelse af simuleringerne i energyPRO er der derfor foretaget en beregning, for at estimere hvor meget CO₂-udledningen fra driften af de individuelle varmepumper reduceres, når der anvendes et PCM-lager.

Beregningen er foretaget ved at indhente tal for CO₂-udledningen i den danske elproduktion for hver time af året. Disse data er hentet fra Energinet. El-forbruget er beregnet på timebasis i de forskellige energyPRO simuleringer, og disse ganges derfor op med timeværdierne for CO₂-udledningen, for at beregne den samlede årlige CO₂-udledning fra elforbruget i varmepumpen.

Det skal nævnes, at energyPRO-simuleringerne der er anvendt i dette studie, er ikke kørt ud fra det hovedformål at reducere CO₂-udledningen mest muligt, men derimod med henblik på at optimere økonomien. Det kan derfor godt tænkes, at der kan opnås større CO₂-reduktioner, end hvad der er angivet i de nedenstående tal. Som tidligere nævnt, er der dog ofte et sammenfald mellem lave priser og lav CO₂-udledning, fordi en høj andel af VE-elproduktion giver lavere priser på elmarkedet. Det er samtidig muligt allerede i dag, for nogle smarte varmepumpe i praksis at styre efter prissignalet.

Tabel 23 og Tabel 24 viser de beregnede CO₂-emissioner for henholdsvis et standardhus med forskellig lagerstørrelse, og tre parcelhuse med forskellige byggeår, med eller uden lager på 13 kWh. Resultaterne kan sammenholdes med de årlige elforbrug og varmepriser der er angivet for hvert af scenarierne i Tabel 19 og Tabel 20.

Tabel 23. CO₂-udledning fra elforbrug til varmepumpe i standardhus med varmekonsum på 18,1 MWh og med forskellig lagerstørrelse

<i>Lagerstørrelse [kWh]</i>	<i>CO₂ emission [kg/år]</i>
0 kWh	1.226
5 kWh	1.209
8 kWh	1.197
13 kWh	1.184
25 kWh	1.156
50 kWh	1.121

Tabel 24. CO₂-udledning fra elforbrug til varmepumpe i tre parcelhuse med forskelligt byggeår, med eller uden lager på 13 kWh.

<i>Husets byggeår</i>	<i>Lagerstørrelse [kWh]</i>	<i>CO₂ emission [kg/år]</i>
1850	13	1.520
	0	1.562
1960	13	1.154
	0	1.195
2006	13	565
	0	601

Som det fremgår af Tabel 23, bliver CO₂-udledningen mindre, jo større lageret er. CO₂-udledningen reduceres samlet set med 42 kgCO₂/år pr husstand, hvis der installeres et lager på 13 kWh i et standardhus med varmepumpe. Det svarer til en reduktion på 3,4%.

Ses der på alderen af huset, fremgår det, at der spares næsten samme mængde CO₂ uanset alderen på huset. For et nyere hus, er besparelsen således beregnet til 36 kgCO₂/år. Da det årlige elforbrug til varmepumpen i det nyere hus er lavere, udgør dette en større andel af den samlede udledning. Procentmæssigt reduceres CO₂-udledningen derfor mest i de nyere huse, hvor reduktionen er beregnet til 6%.

5.6 Selskabsøkonomiske resultater

I dette kapitel foretages en selskabsøkonomisk beregning af de økonomiske muligheder for en leverandør. Der undersøges forretningsmodeller for finansiering af varmepumper til slutbrugere på abonnement, samt potentialer ved intelligent styring af varmepumpen som en service fra leverandøren. Endelig vurderes muligheden for skalering set ud fra gældende rammebetingelser, samt potentialer i et fleksibelt marked.

Forudsætningerne for at en aggregator kan drive en forretning og dermed berettigede sin eksistens er, at virksomheden kan skabe et attraktivt produkt for slutbrugeren.

Her behandles 2 mulige scenarier.

- Abonnementsløsning baseret på EWII Varmepumper uden lager
- Aggregator - Skaleret løsning med varmepumpe med lager og markedsoptimering.

5.6.1 Abonnementsløsning med Varmepumper uden lager

Virksomheden, i dette tilfælde EWII Varmepumper, tilbyder slutbruger en finansieret løsning i form af et abonnement på varme fra en varmepumpe. Løsningen kan for så vidt sidestilles med fjernvarme, idet slutbruger kun skal betale et fast abonnement for varmen. Der er ingen investeringer eller indsats i forhold til drift og vedligehold. Tabel 25 viser omkostninger og varmepris for et standardhus på 140 m² hvis det opvarmes med en varmepumpe på abonnement.

Tabel 25: Tabellen viser omkostninger til opvarmning med en abonnementsløsning. Priser for opvarmning med egen varmepumpe er medtaget som reference: Priser er beregnet uden moms

Hustyp e, areal [m ²]	Varmebeho v [MWh]	Lagerkapasit et [kWh]	Graddageuafhængi gt forbrug	Varmkild e, ydelse [kW]	Tariffstrukt ur
Std, 140m ²	18,1MWh	0 kWh	81%	VP 5,4 kW	MM3
Egen varmepumpe u/lager					
<i>Beskrivelse</i>					
<i>Elforbrug</i>			6.712 kWh		
<i>Elpris pr år</i>			5.218 kr		
<i>Investeringsomkostninger VP</i>			88.000 kr		
<i>Varmepris efter 10 år</i>			133.488 kr. = 0,74 kr/kWh		
Abonnementsbaseret løsning fra leverandør med varmepumpe u/lager					
<i>Beskrivelse</i>					
<i>Varmepris</i>			1848 kr. per md = 0,82 kr/kWh		

5.6.2 Aggregator - Skaleret løsning med varmepumper

Virksomheden kan også tilbyde slutbruger en løsning, hvor der tilføjes et varmelager til varmepumpen. Lageret vil give mulighed for forbrugsforskydning og dermed fleksibilitet. Som tidligere beskrevet, vil fleksibilitet udløse muligheden for at forbruge elektricitet til varme når kombination af DSO-tarif og elspotprisen er lav.

Ved en forretningsmodel, hvor virksomheden optræder som aggregator, vil der ud over lageret, tilføjes teknologi til varmepumpen, der giver virksomheden mulighed for at styre driften af varmepumpen. Driften skal som udgangspunkt ikke påvirke husstandens komfort, men det er en kontraktuel mulighed med særskilt belønning. Når virksomheden har kontrol over varmepumpen og lageret kan driften optimeres således at det er tomt eller fyldt på bestemte tidspunkter. Ved at aggregere fleksibiliteten i lageret opnår aggregator mulighed for at tilbyde denne fleksibilitet til regulérkraftsmarkedet. Dette marked er beskrevet detaljeret i Kapitel 4.3.

Der findes et marked for nedregulering, hvor virksomheden indgår en aftale med Energinet om produktion i en bestemt time den efterfølgende dag, mod økonomisk kompensation. Tilsvarende findes et opreguleringsmarked, hvor virksomheden belønnes for at bruge mindre elektricitet.

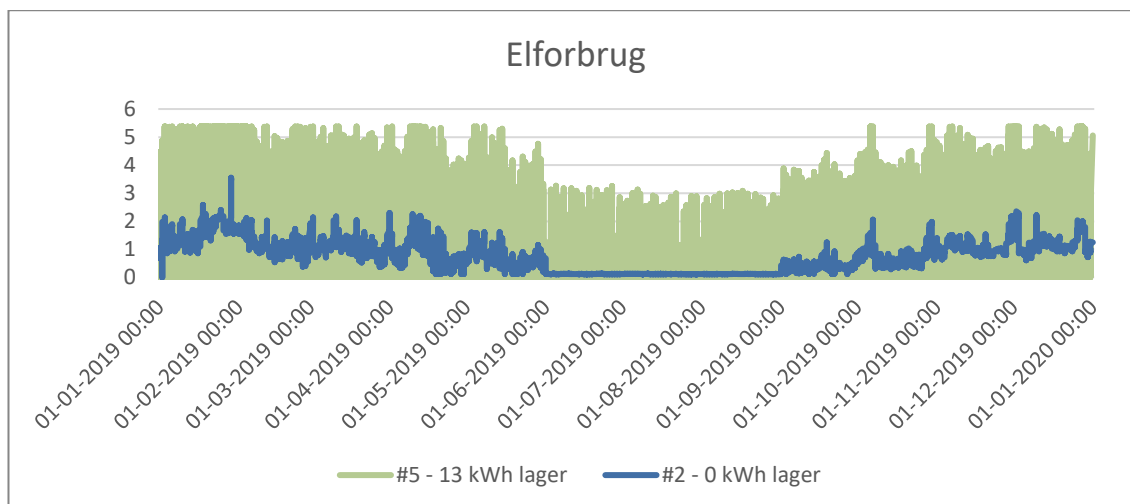
Regulérkraftmarkedet er kendetegnet ved en begrænsning, hvor virksomheden skal tilbyde min 5 MW regulering i timen, hvilket svarer til knap 850 varmepumper med en elektrisk effekt på 6 kW. Regulérkraftmarkedet er således ikke tilgængeligt for den enkelte husstand, men skal kun en mulighed for en aggregator.

For at aggregatoren kan finansiere sine investeringer i kommunikationsudstyr og lager til varmepumperne, er der en kritisk masse af husstande der skal indgå aftale om at konvertere til en løsning med lager. Dette er en forudsætning for at opnå fleksibilitet og adgang til regulérkraftmarkedet.

De følgende beregninger undersøger hvor stort det samlede varmebehov skal være for at udløse den tilstrækkelig fleksibilitet på 5 MW.

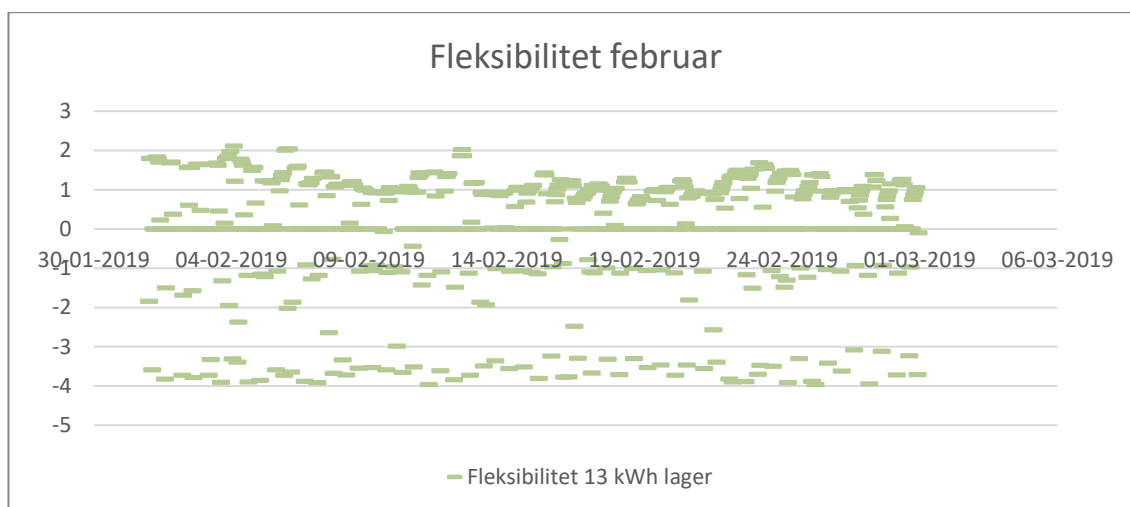
Fleksibiliteten skal findes hvor behovet for produktion af varme og dermed forbruget af elektricitet kan udskydes. Motivationen for at udskyde forbruget er typisk baseret på økonomiske fordele. I dette tilfælde kan forbruget udskydes til timer med billigere elpriser eller hvor DSO-tarifferne er mindre. For det selskabsøkonomiske scenarie er der også mulighed for at opnå adgang til et billigere marked primært regulérkraft. Lageret giver adgang til at forskyde forbruget og dermed andre elmarkeder.

På Figur 32 vises elforbruget på et standardhus med et 13 kWh lager i en periode på et år. Det samlede forbrug af elektricitet på varmepumpe og elstav er næsten identisk, men figuren viser at varmepumpen udnytter økonomisk fordelagtige timer til at oplade lageret. Dette er tydeligt om sommeren, hvor komfortvarmebehovet er begrænset.



Figur 32: Elforbrug på varmepumpe i standardhus med lager. Forbruget ved 13 kWh lager synes at være højere, men det centrale i figuren er de peaks, som varmepumpe og elstav vælger at producere i. Installationen uden lager producerer kun efter behov og kan ikke vælge billigere timer.

Fleksibiliteten vist i Figur 33 er beregnet som differencen mellem elforbruget til en varmepumpe uden lager og en med lager. Forbruget er beregnet for identiske huse over samme sæson for år 2019.



Figur 33: Fleksibilitet er beregnet som differencen mellem forbrugt el med og uden lager.

Et standardhus kan levere ca. 2 kW fleksibilitet til nedregulering og ca. 3,8 kW til opregulering. Minimumskravet for at byde på regulérkraftmarkedet er 5 MW frem til 2024. Herefter ændres minimumsbudene til 1 MW. Aggregatoren skal således have mulighed for at udnytte fleksibiliteten fra minimum 2.500 husstande i nedregulering. Budene på regulérkraftmarkedet er bindende, hvilket betyder, at balanceansvarlig som entrerer med aggregatoren skal levere reguleringen. Aggregatoren kan via en digital platform sende besked til varmepumpe og lager om at udføre et bestemt scenarie. Den digitale platform bliver ofte udfordret i at udføre scenariet, idet varmepumpen kan være i et driftsscenario der ikke tillader afbrydelser eller at der simpelthen ikke er kontakt til varmepumpen. Der er derfor behov for at have et overskud af varmepumper til rådighed for at sikre at reguleringen leveres til den balanceansvarlige og dermed Energinet.

Der findes ca. 3.500 husstande på Lolland som opvarmes med oliefyr. De efterfølgende beregninger tager udgangspunkt i at aggregatoren har adgang til 3.500 husstande og et samlet varmebehov svarende til 63,35 GWh, ved et varmebehov på 18,1 MWh per hus.

5.6.3 Modellens anvendelse af bud på regulérkraftmarkedet

Når energyPRO modellen anvendes til beregning af den omkostninger til elektricitet til varmepumpen, vil den optimere produktionsstrategien ud fra de kendte omkostninger på de markeder modellen har adgang til. I dette tilfælde kender modellen prisen på op- og nedregulering frem i tiden. Denne situation er langt fra realistisk, da regulérkraftpriserne først kendes 3 timer før i virkeligheden. For at få realistiske beregninger, er der implementeret et filter i modellen, som sikrer at kun de mest optimale priser på regulérkraftmarkedet udnyttes. I Tabel 26 vises hvor ofte modellen kan skifte fra elspotmarkedet til regulérkraftmarkedet, baseret på et filter på mellem 150 DKK/MWh til 375 DKK/MWh for opregulering og 30 DKK/MWh til 75 DKK/MWh ved nedregulering.

Tabel 26: Antal timer i 2019 hvor aggregatoren byder på regulering og opnår en attraktiv pris per kWh.

Strategi	Tærskel op [DKK/MWh]	Antal timer med mulighed for opregulering	Tærskel ned [DKK/MWh]	Antal timer med mulighed for nedregulering
1	150	446	30	288
2	225	309	45	185
3	300	221	60	127
4	375	152	75	99

Beregningsen i Tabel 27 viser den samlede økonomi for varmebehovet for 3500 husstande med 13 kWh lager samlet i et behov, beregnet ved forskellige budtærskler.

Tabel 27: Resultater for den samlede økonomi for varmeproduktion ved forskellige tærskelværdier for bud på regulérkraftmarkedet. Priserne er elspot og/eller regulérkraft inkl DSO og TSO tariffer.

Strategi for op/ned regulering	Elforbrug [kWh]	Elpris pr år [DKK]	Varmepris efter 10 [DKK]	Varmepris [DKK/kWh varme]
1	23.609.889	14.082.428,00	532.824.280	0,841
2	23.609.898	14.170.256,00	533.702.560	0,842
3	23.609.908	14.236.713,00	534.367.130	0,844
4	23.609.912	14.284.508,00	534.845.080	0,844

Som det fremgår af resultaterne i Tabel 27, er der kun ca. 200.000 kr. til forskel mellem højeste og laveste antal bud. Besparelsen skal holdes op mod den indsats aggregatoren skal yde for at opnå besparelsen, samt den risiko der er forbundet med at sikre at energibesparelsen realiseres. Derfor vil de efterfølgende beregninger tage udgangspunkt i en tærskel for opregulering på 375 kr. og nedreguleringsbud på 75 kr.

Når aggregatoren byder på fleksibilitet, dvs. op- eller nedregulering, skal aggregatoren være i stand til at tilpasse produktionen på varmepumperne på præcis det aftalte tidspunkt. Til det formål anvendes en digital platform, hvor kommandoen om tilpasset drift kan sendes fra. Når varmepumpen modtager kommandoen, vil den vurdere om den er i et driftsscenario, hvor det tillades at stoppe eller starte. Hvis varmepumpen er i færd med at afrime fordampere, kan den ikke ændre driftstilstand. Der skal også være det forventede plads i lageret ved nedregulering, således at varmepumpen kan komme af med varmen.

Set ud fra en selskabsøkonomisk betragtning, vil kunderne ikke være interesserede i aggregatorens løsning, da 0,884 DKK/kWh er for dyrt. Hvis kunden vælger den almindelige abonnementsløsning uden lager er prisen 0,82 DKK/kWh. Hvis kunden selv kan finansiere sin varmepumpe er prisen 0,74 DKK/kWh uden lager.

5.6.4 Fremskrivninger

Fremskrivninger er beregnet ud fra det akkumulerede behov, med tilsvarende akkumuleret effekt og lager.

I Tabel 28 fremskrives elspot priserne efter Energistyrelsens fremskrivninger for analyseforudsætningerne og klimafremskrivningerne. Som det fremgår af Figur 22, afviger de fremskrevne priser ikke så meget fra dagens priser, men der ses en større volatilitet i markedet. Volatiliteten er størst i klimafremskrivningerne.

Tabel 28: Fremskrivning af elpriser jf. Energistyrelsens analyseforudsætninger og klimafremskrivninger. Fremskrivningen indeholder ikke regulerkraft markedet

<i>Varmebehov [MWh]</i>	<i>Lagerkapacitet [kWh]</i>	<i>Graddage- uafhængigt forbrug</i>	<i>VP omkost- ninger [DKK]</i>	<i>Varmkilde, ydelse [kW]</i>	<i>Tarifstruktur</i>
63.350 MWh	45.500 kWh	81%	308.000.000	18.827 VP	MM3, 2-ledet TSO-tarif
<i>Fremskrivningsår</i>	<i>Elforbrug [kWh/år]</i>	<i>Elpris årligt [DKK/år]</i>	<i>Pris lager [DKK]</i>	<i>Varmepris pr år efter 10 år* [DKK]</i>	<i>Varmepris [DKK/kWh]</i>
2019	23.546.233	14.271.627	84.000.000	15.278	0,844
2025AF	23.478.919	16.009.419	84.000.000	15.774	0,871
2030AF	23.478.944	15.163.720	84.000.000	15.532	0,858
2035AF	23.511.149	14.603.516	84.000.000	15.372	0,849
2040AF	23.478.858	16.334.106	84.000.000	15.867	0,877
2025KF	23.478.945	15.805.124	84.000.000	15.716	0,868
2030KF	23.478.988	14.414.121	84.000.000	15.318	0,846

Som aggregator er der muligheder for at udnytte et volatilt marked. Hvis der er mulighed for at forskyde forbruget med et lager, er der store muligheder for fortjeneste i differencen

mellem billige og dyre spotpriser. Beregningerne i Tabel 28 viser dog, at den forventede volatilitet alene, ikke vil bidrage til en positiv business case.

I Tabel 29 undersøges fremskrivninger hvor et bud på regulérkraftmarkedet er inkluderet for år 2030. Det er som sådan ikke muligt at fremskrive et marked for op- og nedregulering på regulérkraft, men der kan anvendes tendenser fra historiske markeder. Fremskrivningerne er fortsat fra energistyrelsen, men regulérkraft priserne er baseret på tendenser fra 2019. For at forstærke volatiliteten og dermed mulighederne for at forbedre business casen, er tendenserne for regulérkraft forstærket med 25%. Dermed skabes en større difference mellem den fremskrevne pris og regulérkraftprisen.

Tabel 29: Fremskrivning af elpriser jf. Energistyrelsens analyseforudsætninger og klimafremskrivninger. Fremskrivningen er inklusive et scenarie for regulerkraft markedet. *For et astandardhus.

<i>Varmebehov [MWh]</i>	<i>Lagerkapacitet [kWh]</i>	<i>Graddage-uafhængigt forbrug</i>	<i>VP omkostninger [DKK]</i>	<i>Varmkilde, ydelse [kW]</i>	<i>Tarifstruktur</i>
63.350	45.500 kWh	81%	308.000.000	18.827 VP	MM3, 2-ledet TSO-tarif
<i>Fremskrivningsår</i>	<i>Elforbrug [kWh/år]</i>	<i>Elpris årligt [DKK/år]</i>	<i>Pris lager [DKK]</i>	<i>Varmepris pr år efter 10 år* [DKK]</i>	<i>Varmepris [DKK/kWh]</i>
2030 AF	23.478.944	15.163.720	84.000.000	15.532	0,858
2030 RK	23.493.362	14.736.707	84.000.000	15.410	0,851
2030 RK+25%	23.544.407	14.547.951	84.000.000	15.357	0,848

Resultatet af fremskrivningerne viser at der opnås en besparelse ved at handle på regulérkraftmarkedet. I og med at tendenserne for volatilitet tager udgangspunkt i 2019 er resultatet som forventet. Hvis volatiliteten forstærkes med 25% opnås yderligere gevinster. Som det fremgår i Tabel 29 er gevinsterne dog begrænsede og svarer til en besparelse på ca. 616.000 eller ca 4%.

5.6.5 Følsomhed for afskrivningsperiode

De hidtidige selskabsøkonomiske beregninger har taget udgangspunkt i en afskrivningsperiode på 10 år. Perioden på 10 år er valgt som den typiske maksimale afskrivningstid en privat økonomisk investering vil løbe over. Derved er det muligt at sammenligne priserne pr kWh varme med henholdsvis egenfinansiering og abonnementsordninger. For en aggregator vil en afskrivningsperiode på 10 år være en langsigtet investering til trods for at den tekniske levetid på varmepumper er betydeligt længere. Resultaterne i de hidtidige beregninger viser, at det er vanskeligt at udnytte fleksibiliteten og dermed profitere på investeringen i lageret til glæde for forbruger og aggregator.

I Tabel 30 beregnes varmeprisen pr kWh varme, hvis den simple tilbagebetalingstid forlænges. Efter 11 år er varmeprisen 0,788 DKK/kWh, hvilket dermed er billigere end EWII Varmepumpers abonnementsordning på 0,82 DKK/kWh. Selve ydelsen fra en aggregator og en abonnementsløsning er sammenlignelig, men der er som beskrevet ikke tilknyttet et lager i den nuværende abonnementsløsning. Ved en tilbagebetalingstid på 13 år, er varmeprisen 0,701 DKK/kWh og er dermed billigere end en egenfinansieret løsning over 10 år som koster forbrugeren 0,74 DKK/kWh.

Der er flere faktorer, som kan påvirke lønsomheden for en aggregator. Med en tilbagebetalingstid på 13 år er det svært at spå om priserne på elektricitet, eller hvilke markeder der er åbne for en aggregator. Sandsynligheden er, at elmarkedet bliver mere volatilt, hvilket er en fordel for en aggregator. Volatiliteten betyder større udsving i priserne som kan udnyttes med et lager.

Der er også mulighed for at byde ind på markeder for frekvensreserver som kun er åbne for professionelle aktører, som beskrevet i Kapitel 4.3. Disse markeder kræver meget hurtige leverancer af fleksibilitet og er uprøvede i sammenhæng med private varmepumper.

Der er også mulighed for at belastningen på distributions- eller transmissionsnettet giver anledning til et lokalt fleksibilitetsmarked. Der har på Lolland Falster pågået arbejder omkring fleksibilitetsmarkeder og en pilot for markedet. Det har dog ikke været muligt at implementere vilkårene for piloten i den økonomiske model.

Tabel 30: Følsomhed for, hvor med beregninger for en forlænget afskrivningsperiode på mellem 10 og 16 år. Resultatet er at prisen per kWh varme kan konkurrere med abonnementsprisen og egenfinansieret varmepumpe efter henholdsvis 11 og 12 år.

<i>Varmebehov [MWh]</i>	<i>Lagerkapacitet [kWh]</i>	<i>Graddage- uafhængigt forbrug</i>	<i>VP omkost- ninger [DKK]</i>	<i>Varmkilde, ydelse [kW]</i>	<i>Tarifstruktur</i>
63.350 MWh	45.500 kWh	81%	308.000.000	18.827 VP kW	MM3, 2-ledet TSO- tarif
<i>Afskrivningsår</i>	<i>Elforbrug [kWh/år]</i>	<i>Elpris i perioden [DKK/år]</i>	<i>Pris lager [DKK]</i>	<i>Varmepris pr år [DKK]</i>	<i>Varmepris [DKK/kWh]</i>
10	23.546.233	14.271.627	84.000.000	15.278	0,844
11				14.259	0,788
12				13.411	0,741
13				12.693	0,701
14				12.078	0,667
15				11.544	0,638
16				11.078	0,612

6 Konklusion

Med udgangspunkt i situationen på Lolland-Falster har dette projekt undersøgt, hvor fleksibelt forbruget i varmepumperne kan blive, og der er særligt set på den øgede fleksibilitet ved installation af et PCM-varmelager i typiske parcelhuse.

Det blev i rapporten estimeret, at et velfungerende PCM-lager kan bidrage med en lagerkapacitet på 5, 8 og 13 kWh, alt efter størrelsen af lageret og temperaturkravene i bygningen. Denne lagerkapacitet skal sammenholdes med varmebehovet i typiske parcelhuse, som blev estimeret til ca. 4-6 kW ved en udetemperatur på 0 °C, og ca. 2-3 kW ved en udetemperatur på 10 °C. I den varme del af året, kan et lille forbrug dermed nemmere flyttes over længere tid, mens forbruget kun kan flyttes i få timer, når temperaturen er lav. Resultaterne peger dermed også på, at der især i ældre huse, er behov for et relativt stort varmelager, for at opnå en fleksibilitet, der f.eks. giver mulighed for at forskyde varmeforbruget væk fra kogespidsen.

En af de største tekniske barrierer for at udnytte et lager til at give mulighed for fleksibel varmepumpedrift, er bygningsreglementets krav til at opretholde en temperatur på over 50 °C til varmt brugsvand, for at undgå Legionella. Den høje temperatur begrænser lagerkapaciteten i typiske lagerløsninger, og der skal være sikkerhed for, at temperaturkravene kan overholdes, hvis varmepumpen stoppes.

Hvis husejerne investerer i et lager, er det muligt at reducere elomkostningerne, ved at forskyde elforbruget til perioder med lav elspotpris og lav DSO-tarif. Beregningerne i denne rapport viser, at eludgiften til varmepumpen i en standardbolig kan reduceres fra ca. 4.200 kr. årligt ekskl. moms til ca. 3.800 kr./år med et varmelager på 5 kWh og til ca. 3.400 kr./år med et lager på 13 kWh. Dermed reduceres elbetalingen med hhv. ca. 10% og ca. 20%. Der er således mulighed for en besparelse ved at kunne anvende varmepumperne mere fleksibelt.

Hvis der medregnes en månedlig omkostning på 29 kr. til fleksibel elafregning, vil beboerne i et standardhus samlet set over 10 år kunne spare ca. 7.900 kr. på elregningen, hvis der installeres et 13 kWh lager. Det vil sige, at hvis lageret koster mindre end 7.900 kr. kan der med de anvendte elpriser og tariffer opnås en simpel tilbagebetalingstid på under 10 år. De undersøgte lagerløsninger vurderes imidlertid at have investeringsomkostninger på 9.200 kr. for 5 kWh og 24.000 kr. for 13 kWh, og denne investering er så høj, at det ikke er rentabelt at investere i et lager. Beregningerne viser, at investeringen i et varmelager har en ret lang tilbagebetalingstid; mindst 20-30 år.

Med nogle fabrikater af nye varmepumper er det muligt at lave en relativt simpel styring så man så vidt muligt undgår de dyre timer fra kl. 17 til 20. Desuden er der mulighed for at styre efter el-spotmarkedet, hvis man har en el-købsaftale på timebasis. Ved at anvende husets konstruktioner som lager, kan de enkelte bygningsejere dermed indgå i el-spotmarkedet uden at være afhængig af en aggregator eller at skulle investere i et lager. Overslagsberegningerne viser besparelser over en 10-års periode på mellem 1.714 kr. og 4.255 kr., hvis der skal betales 29 kr. om måneden for at afregne efter spotpriser. I disse tilfælde er der altså stadigvæk mulighed for at den enkelte forbruger forholdsvis nemt kan opnå en besparelse, men besparelsen ser ikke ud til at være særlig stor.

Hvis en aggregator samler en pulje varmepumper som kan styres fleksibelt, er der også mulighed for at spare penge på elregningen og yde fleksibilitet, ved at deltage i

regulérkraftmarkedet. I rapporten er det beregnet, at dette kan give mulighed for at reducere omkostningerne til elkøb til varmepumperne med 3-4 %. På sigt kunne man også forestille sig, at fleksibiliteten i forbruget kunne bidrage med leverancer i de forskellige reservemarkeder, men det er ikke muligt som rammerne er i dag.

For en evt. aggregatorvirksomhed, som overvejer at drive forretning med udgangspunkt i at styre en pulje af varmepumper, skal man kunne se frem til at puljen er ret stor, hvis man skal have fordel af at fjernstyre varmepumperne og lade puljen indgå i elmarkederne, ligesom de store varmepumper på fjernvarmeværkerne gør. For at kunne opbygge en pulje på flere tusind varmepumper kræver det udsigt til en økonomisk gevinst for både virksomhed og forbrugere samt en massiv markedsføring for at få forbrugerne gjort interesserede i at overlade styringen af varmepumpen i huset til en aggregatorvirksomhed. Det kan samtidigt være svært for aggregatoren at tilføre ekstra værdi i form af fleksibilitet, hvis individuelle forbrugere selv kan agere fleksibelt på elspotmarkedet, og dermed via nuværende smarte varmepumpeløsninger selv kan realisere en del af deres fleksibilitetspotentiale.

For Energinet og samfundet kan det være en fordel, hvis varmepumperne i højere grad kunne udnytte el produceret på sol og vind, da samplacering af elforbruget tæt på produktionsområder kan muliggøre besparelser pga. et mindre behov for netudbygning og -forstærkning. I denne rapport er der set nærmere på Lolland-Falster, hvor der er en stor elproduktion fra især flere nye solcelleparker samt landplacerede vindmøller. Det giver en overproduktion på øen og kabelforbindelsen til Sjælland forventes i fremtiden at få endnu flere timer, hvor den bliver fuld belastet. Det er dog ikke en situation som selv en markant udskiftning af oliefyr til fleksible varmepumper på Lolland alene vil kunne ændre på, da varmepumpernes forbrug vil ligge betydeligt under behovet for optag af produktion fra sol og vind. Men sammen med andre løsninger kunne fleksibel drift af varmepumper alligevel godt give et bidrag.

Samlet set ser det ud til, at der fortsat er mange barrierer der skal overkommes før individuelle varmepumper kan komme ordentligt i spil og bringe fleksibilitet ind på elmarkedet. Den største barriere er at få en god business case ud af at levere fleksibilitet, da der fortsat er mange omkostninger forbundet med at samle en pulje varmepumper og drive dem fleksibelt, mens den økonomiske besparelse på nuværende tidspunkt ikke er så stor. Der ses et øget behov for fleksibilitet på elmarkedet i fremtiden, og derfor kan der stadigvæk være en stor værdi i, at få varmepumperne til at deltage aktivt. Mange af rammebetingelserne på elmarkedet er allerede på plads på nuværende tidspunkt, men rammerne kan forbedres, så det gøres nemmere for aggregatorvirksomheder at deltage.

Referencer

- Bolig- og Planstyrelsen. (2021). *Bygningsreglementet BR18*.
<https://bygningsreglementet.dk/Tekniske-bestemmelser/21/Krav>
- Dansk Energi, IBM Danmark Aps, Danmarks Tekniske Universitet, Bornholms Energi og forsyning, Copenhagen Business School, Inero, Krukow, Uptime-IT ApS, & We do democracy. (2019). *EcoGrid 2.0 - Main Results and Findings*.
https://doi.org/10.1007/978-3-658-27469-6_5
- Dansk Standard. (2009). *DS 439 - Norm for vandinstallationer*.
- EMD international. (2021). *EMD international - energyPRO*. <https://www.emd-international.com/energypro/>
- Energistyrelsen. (2020). *Teknologikatalog for energilagring*. Energistyrelsen.
- Energinet. (2020a). *Evalueringsrapport -Pilotprojekt for handel med lokal fleksibilitet på Lolland*. <https://energinet.dk/-/media/BBC14269D8854377A7DAE5291054E429.pdf?la=da&hash=A6D015BE2236E5DA304E261E262255160599930B>
- Energinet. (2020b). *Kapacitetskort 2020*. <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Kapacitetskort-2020>
- Energinet og Dansk Energi. (2021). *Kapacitetskort for elnettet 2021*.
- Energistyrelsen. (2020). *Analyseforudsætninger til Energinet*.
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Jacobsen, P. H., Pallesen, T., Jørgensen, J. S., & Buhler, P. (2019). *EcoGrid 2.0 - Customer Comfort When Delivering Flexibility to Aggregators (comfort)*.
- Kristensen, M. H., & Petersen, S. (2021). District heating energy efficiency of Danish building typologies. *Energy and Buildings*, 231(June).
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110602>
- Li, R., Chen, Y., & Rode, C. (2018). Heat Flexibility as a Function of the Outdoor Climate : A Study of Danish Dwellings. *Cobee2018*, 115–120. <http://www.cobee2018.net/>
- Olsen, L., & Poulsen, S. (2015). *Varmepumper – et aktiv i fremtidens energisystem [VAFE] - Bilagsrapport: Flexibelt elforbrug - analyse af muligheder i forbindelse med varmepumper i boliger*.
- Olsen, L., Poulsen, S., & Bramsen, F. (2015). *Varmepumper - et aktiv i fremtidens energisystem [VAFE] - Bilagsrapport: Tvangstoptest af varmepumper*.



FUTURERESSOURCER
ENERGI