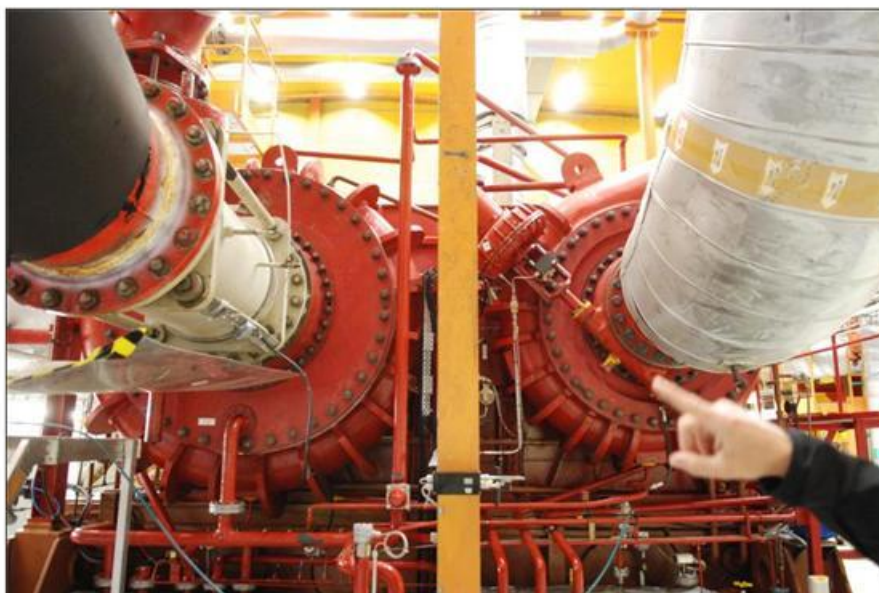


Kombination af vindkraft og varmepumpe til Varmeplan Århus



22. marts 2010

Bidragydere:

Søren Rygaard, Nordjysk Elhandel

Per Lauritzen, Vindenergi Danmark

Grethe Føns Hjortbak og Allan Lundfald, AffaldVarme Århus

János Hethy, Mikael Togeby, Stine Panzer Engstrøm, Lars Bregnbæk, Jesper

Werling, Ea Energianalyse

Ea Energianalyse a/s

Frederiksholms Kanal 1, 1.

1220 København K

Tel: 88 70 70 83

Web: www.eaea.dk

Forord

Denne rapport sammenfatter resultaterne fra projektet "VindVarmepumpe i Århus", som er finansieret af Energinet.dk's PSO-program og AffaldVarme Århus.

Projektet er gennemført i samarbejde mellem AffaldVarme Århus, Nordjysk Elhandel A/S, Vindenergi Danmark a/s og Ea Energianalyse a/s. Derudover er projektet blevet fulgt og kommenteret af en følgegruppe bestående af repræsentanter for Energinet.dk, Dansk Fjernvarme og Energistyrelsen.

Læsevejledning

Rapporten anvender følgende definitioner:

- **AffaldVarme Århus (AVA)**
AffaldVarme Århus er en kommunal virksomhed, der har ansvaret for affaldshåndteringen og fjernvarmeforsyningen i Århus kommune.
- **Varmeplan Århus (VPÅ)**
Varmeplan Århus er en del af AffaldVarme Århus, som køber, producerer og sælger fjernvarme til fjernvarmeverker i Odder, Skanderborg, Århus og Syddjurs Kommune.
- **Fjernvarme Århus**
Fjernvarme Århus er en del af AffaldVarme Århus og leverer fjernvarme til forbrugerne i Århus Kommune. Derudover er der 7 andre forbrugerede fjernvarmeverker i Århus kommune.
- **Driftsrådet for Varmeplan Århus**
Driftsrådet for Varmeplan Århus koordinerer samarbejdet imellem fjernvarmeverkerne og består af 15 medlemmer, hvoraf fire kommer fra Århus kommune og de 11 øvrige fjernvarmeverker.

Referencer

Litteraturreferencer er angivet som tal i parentes (eks. (2)), og henviser til referencelisten bagerst i rapporten.

Indhold

1 Sammenfatning	7
2 Baggrund	10
2.1 Klimavarmeplanen for Århus.....	10
2.2 Varmepumper i Århus' fjernvarmesystem.....	10
2.3 Formål.....	12
3 Afgifter	13
4 Elmarkeder	16
4.1 Spotmarkedet.....	16
4.2 Systemtjenester Energinet.dk.....	17
4.3 Regulerkraftmarkedet.....	17
4.4 Manuelle reserver.....	18
4.5 Primære reserver (frekvensregulering).....	21
4.6 Automatiske reserver.....	21
5 Muligheder for varmepumpe i Århus	23
5.1 Tilslutningsmuligheder.....	23
5.2 Konkurrenceforhold.....	24
6 Varmepumpe – drift i varmesystemet	29
6.1 Tidligere analyser.....	29
6.2 Beregningsmodel og metode.....	29
6.3 Scenarieforudsætninger.....	30
7 Modelforudsætninger	37
7.1 Elsystemet frem mod 2030.....	37
8 Resultater – drift i varmesystemet	42
8.1 Elsystemet i 2015.....	42
8.2 CO ₂ -emission.....	48
8.3 Økonomi.....	52
8.4 Følsomhedsanalyser og fremtidsudsigter mod 2030.....	58
9 Varmepumpe – muligheder i regulerkraftmarkedet	64
9.1 Strategier for spotmarked og regulerkraftmarked.....	64
9.2 Modelformulering og data.....	66
9.3 Perfekt information.....	68
9.4 Simple strategier.....	70
9.5 Simple strategier - andre år.....	71
9.6 Regulerkraft i fremtiden.....	72
10 Perspektivering	75
10.1 Andre analyser.....	75
10.2 Alternative elementer.....	76

10.3	Afgifter og elpriser.....	77
11	Konklusioner.....	78
12	Referencer.....	80
Bilag 81		
A.	Teknologidata.....	82
B.	Økonomi-resultater.....	84
C.	Yderligere beregningsresultater.....	90
D.	Strategier for elproduktionsenheder i regulerkraftmarkeder.....	91
E.	Balmorel modellen.....	94

1 Sammenfatning

Nærværende rapport sammenfatter analyserne af en kombination af vindkraft og varmepumper til fjernvarmeproduktion i Århus fjernvarmesystem. Rapporten er udarbejdet på baggrund af Århus Kommunes ønske om at blive CO₂-neutral i 2030 og AffaldVarme Århus' arbejde med at udarbejde en klimavarmeplan for den fremtidige varmeforsyning i Århus kommune. I denne forbindelse analyseres forskellige varmeproduktionsmuligheder, herunder en større varmepumpe i kombination med vindkraft.

Konkret analyseres i dette projekt en varmepumpe med en varmekapacitet på 150 MW_{varme} og en COP¹ på 2,8, enten i kombination med direkte tilsluttet vindkraft eller tilsluttet elnettet. Førstnævnte har væsentlige fordele mht. afgiftsbetalingen, og beregningerne viser, at netop denne afgiftsbetaling har væsentlig betydning for en nettilsluttet varmepumpe. Den anlægstekniske udformning, placering m.m. er undersøgt i projektet *VindVarme – Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper (1)*, hvor investeringsomkostningen for en direkte tilsluttet vind-varmepumpe er vurderet til ca. 1.067 mio. kr., mens den nettilsluttede varmepumpe er vurderet til ca. 497 mio. kr.

Der er gennemført flere beregninger for fjernvarmesystemet i Århus i 2015 med el- og varmemodellen Balmorel, hvor den optimale drift i varmesystemet i Århus analyseres i sammenhæng med det omgivende el- og varmesystem. Konkurrenceforholdene, der dannes ud fra de kortsigtede marginale varmeproduktionsomkostninger, er afgørende for varmepumpens driftstid. Herunder er det især af betydning, om den største alternative varmekilde, Studstrupværket, er fyret med træpiller eller kul, da dette har markant indflydelse på dennes varmeproduktionsomkostning. Beregningerne viser en gennemsnitlig varmeproduktionspris på omkring 120 kr./GJ, hvilket er for højt i forhold til de konkurrerende teknologier. I beregningerne er der derfor indregnet et krav om mindst 4000 driftstimer for varmepumpen, og det nødvendige tilskud for at sikre dette ligger mellem 38 og 76 kr./GJ ved hhv. kul- og træpillefyring på Studstrupværket. Hvis varmepumpen tilsluttes vindmøllerne direkte, vil de marginale varmeproduktionsomkostninger i det samlede varmesystem reduceres, men varmepumpens driftstid er afhængig og begrænset af vindmøllernes produktion. Følsomhedsberegninger viser, at en stærkt forøget vindkraftproduktion sammen med høje priser på biomasse og CO₂ – som i Energinet.dk's såkaldte Greenville-scenarie – vil have en positiv indflydelse på varmepumpens økonomi, dog uden at det alene kan føre til lavere varmeproduktionsomkostninger for varmepumpen i forhold til de konkurrerende anlæg i Århus.

Tages der højde for investeringsomkostningerne, viser en årlig betragtning af samtlige omkostninger, at den bedste økonomi opnås ved en direkte tilsluttet vind-varmepumpe, såfremt der fortsat fyres med kul på Studstrupværket. Her opnås en årlig nettogevinst på ca. 34 mio. kr., hvilket især skyldes afgiftsbe-

¹ COP - Coefficient of performance. Angiver forholdet imellem varmeproduktion og elforbrug for en varmepumpe.

sparelses ved fortrængning af kulbaseret kraftvarmeproduktion. Alle andre analyserede løsninger resulterer i et årligt tab. Ud fra en samfundsøkonomisk betragtning giver varmepumpen – uanset tilslutningen – en nettogevinst på omkring 0 kr. ved træpillefyring på Studstrupværket, mens kulfyring på Studstrupværket resulterer i et samlet tab ved introduktion af varmepumpen. Dette skyldes, at det samfundsøkonomisk er mere fordelagtigt at spare på det relativt dyre brændsel træpiller. En løsning, hvor der ud over den nettilsluttede varmepumpe opføres nettilsluttede vindmøller, vil have det bedste samfundsøkonomiske resultat, også i forhold til den direkte tilsluttede vind-varmepumpe.

Ligesom økonomien er også CO₂-effekten af varmepumpen afhængig af den fortrængte varmeproduktion. Hvad angår CO₂-emissionen forbundet med varmeproduktionen i Århus giver samtlige scenarier en positiv CO₂-effekt, som dog er størst (ca. 50 kiloton pr. år) ved en nettilsluttet varmepumpe med 4000 driftstimer og samtidig kulfyring på Studstrupværket. Dette er samtidig det eneste scenarie, hvor den samlede CO₂-emission i el- og varmesystemet i Norden og Tyskland reduceres. I alle andre tilfælde stiger den samlede CO₂-emission med op til over 200 kiloton/år på grund af fortrængning af biomassebaseret kraftvarmeproduktion og introduktion af et ekstra elforbrug. I begge tilfælde øges elproduktionen på de marginale og typisk kulbaserede kraftværker i elsystemet.

Ud over mulighederne i varmesystemet i Århus, vil en stor varmepumpe have mulighed for at agere i regulerkraftmarkedet. Også her er de konkurrerende varmeproduktionsteknologier dog afgørende, idet de afgør, hvilken elpris det vil være fordelagtigt for varmepumpen at producere ved (kippris). Dette forhold har betydning for, om varmepumpen kan indgå i enten op- eller nedreguleringsmarkedet for regulerkraft. På baggrund af de historiske elpriser i spot- og regulerkraftmarkedet for årene 2006 – 2009 er dækningsbidraget for en varmepumpe med en kippris på 300 kr./MWh vurderet til at kunne udgøre ca. 25 % af det samlede dækningsbidrag pr. år eller ca. 11 kr./GJ varmeproduktion. Den valgte kippris svarer ca. til kipprisen for varmepumpen i Århus ved fortsat kulfyring på Studstrupværket. Beregningerne er udført ud fra simple strategier, hvor alene kipprisen for varmepumpen kendes. Indtjeningen kan derfor øges, såfremt der inddrages forudsigelser om priserne i spot- og regulerkraftmarkedet. Mulighederne i regulerkraftmarkedet vurderes ikke at stige markant i fremtiden. Dette skyldes dels, at forøgelsen af regulerkraftbehovet som følge af f.eks. forøget vindkraftproduktion følges af øgede muligheder for udligning af effektbalancen vha. f.eks. større transmissionsforbindelser. Derudover forventes der generelt flere og mere forskellige regulerkraftudbydere, hvilket vil afdæmpe prisstigninger i regulerkraftmarkedet.

I alt vurderes en varmepumpe med den beskrevne størrelse og virkningsgrad ikke at være fordelagtigt for fjernvarmesystemet i Århus – hverken økonomisk eller miljømæssigt. Undtagelsen herfra er scenariet med fortsat kulfyring på Studstrupværket og en direkte tilsluttet vind-varmepumpe. I *VindVarme – Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper* (1) er alternative løs-

ninger med mindre varmeeffekt og større COP skitseret, hvilket vil give bedre resultater mht. både økonomi og miljøeffekt.

2 Baggrund

2.1 Klimavarmeplanen for Århus

AffaldVarme Århus er i færd med at udarbejde en klimavarmeplan for den fremtidige varmforsyning i Århus kommune. Planen tager udgangspunkt i Århus Kommunes målsætning om at være CO₂-neutral i 2030, som skitseret i kommunens Klimaplan 2008-2009 (2). Arbejdet med klimavarmeplanen er en flerårig proces.

Oplæg til klimavarmeplan

I 2008 færdiggjorde Affaldvarme Århus et oplæg til klimavarmeplan for det samlede varmforsyning i Århus og omegn (3).

Formålet med oplægget var at vurdere, hvilke fremtidige varmeproduktionsmuligheder der er for Varmeplan Århus-samarbejdet, som dækker fjernvarme i Odder, Skanderborg, Syddjurs og Århus kommuner. Endvidere skulle oplægget vurdere, hvorledes disse varmeproduktionsmuligheder bidrager til en CO₂-neutral Århus kommune i 2030, hvor Varmeplan Århus dækker en meget stor del af varmebehovet - 95 % er tilsluttet fjernvarme.

Tre scenarier

I oplægget er der ud over et referencescenarie opstillet tre scenarier for den fremtidige varmeproduktion i Varmeplan Århus-området frem til 2035. Scenarierne er:

- Fortsat central kraftvarmforsyning fra Studstrupværket, der delvist ombygges til fyring med træpiller samt etablering af et vind-varmepumpeanlæg (scenarie A).
- Etablering af et energicenter med et halm- og flisfyret kraftvarmewærk samt fortsat kraftvarmforsyning fra et delvist træpillefyret Studstrupværk. Varmen fra energicenteret har højere prioritet end varmen fra Studstrupværket (scenarie B).
- Etablering af et energicenter med halm- og flisfyret kraftvarme samt et vind-varmepumpeanlæg (scenarie C).

Alle scenarier giver en betydelig CO₂-reduktion i forhold til referenceforløbet og en reduktion af varmeproduktionspriserne.

2.2 Varmepumper i Århus' fjernvarmesystem

Nærværende projekt analyserer klimavarmeplanens scenario A, som ud over træpiller på Studstrupværket består af en kombination af vindkraft og varmepumper.

Tilslutningsmuligheder

I udgangspunktet er scenario A beskrevet som 54 MW vindkraft, som er direkte forbundet med en 150 MW_{varme} varmepumpe. Som alternativ til dette er der beskrevet to andre løsninger med hhv. en varmepumpe uden opføring af vindmøller og nettilslutning af vindmøllerne og varmepumpen. En løsning, hvor vindmøller og varmepumpe er direkte forbundet, har afgiftsmæssige fordele,

idet der ikke skal betales energiafgift eller nettarif af elforbruget. Løsningerne med nettilslutning af vindmølle og varmepumpe vil betyde tilskud for elproduktionen fra vindmøllen og vil give flere handlemuligheder, f.eks. kan varmepumpen producere mere, når der er lave elpriser på elmarkedet (f.eks. i perioder med meget vindkraft).

Med en direkte tilslutning mellem vindkraft og varmepumpe vil varmepumpen få relativt meget dellast, og den samlede udnyttelse vil ligge på omkring en tredjedel, hvilket er relativt lavt for en stor varmepumpe.

Ligeledes kan løsninger med nettilslutning have glæde af at kunne levere regulerkraft² til elsystemet. Med en stigende mængde vindkraft i elsystemet forventes et øget behov for regulerkraft, og en 54 MW_{el} varmepumpe vil være en markant spiller i regulerkraftmarkedet.

Systemsammenhæng

El- og varmesystemerne er nært forbundne, og en analyse af en kombination af varmepumpe og vindkraft kræver derfor en samlet vurdering af energisystemet i Århus og omverdenen. Ved levering af varme til Århus fra kraftvarmeværker som Studstrupværket er omkostningerne til varmeproduktion afhængige af elprisen. En lav elpris betyder således en mindre indtægt fra elsalget, hvilket giver sig udslag i en højere varmepris, for at de samlede driftsomkostninger for værket kan dækkes. Dette betyder også, at samproduktion af el og varme ved lave elpriser kun kan betale sig, hvis de alternative varmeproduktionsanlæg har høje omkostninger, da det ellers vil være fordelagtigt at producere varmen på alternative anlæg.

Også ved den direkte tilsluttede vind-varmepumpe-løsning er værdien af varmen produceret på varmepumpen afhængig af elprisen, hvis den alternative varme kommer fra et kraftvarmeværk. Dette skyldes, at varmen fra en vind-varmepumpe-løsning prissættes efter den alternative varmekilde.

De her beskrevne afhængigheder af el- og varmepriser giver udtryk for den samfundsøkonomiske omkostning ved el- og varmeproduktion, mens kontraktforhold om varmepriser og dermed den faktiske afregning imellem produktions- og varmeselskaber ikke nødvendigvis vil afspejle de nævnte variationer. Ved fuld konkurrence om at levere varme, ville de nævnte forhold også være gældende. En detaljeret indsigt i de samlede prisforhold vil styrke grundlaget for kontraktforhandlinger og vurderingen af værdien af alternativ varmeproduktion.

Systemydelse

Udviklingen i fremtidens energisystem vil sætte yderligere fokus på samspillet mellem el- og varmeproduktion, idet der forventes meget vindkraft (f.eks. svarende til mindst 50 % af Danmarks elforbrug). Dette vil give betydelige udfordringer for elsystemet og nye muligheder for fjernvarmen. Fjernvarmesystemer og brugen af centrale varmepumper kan være en del af løsningen, idet det

² Regulerkraft er mer- eller mindreproduktion af el (eller mer- eller mindre forbrug af el), som beordres med 15 min. varsel, og som kan have varierende varighed (ofte mellem en halv time og nogle få timer).

giver mere dynamik i energisystemet. Ved meget vindkraft kan el anvendes til at producere varme – enten direkte eller via varmepumper.

Denne dynamik gælder især regulerkraftmarkedet, hvor den nødvendige balancerings af elproduktion og forbrug foretages i selve driftsdøgnet. I dag er der mulighed for at modtage betaling for at stå til rådighed og for aktivering som regulerkraft.

2.3 Formål

Med udgangspunkt i den beskrevne baggrund og problemstilling er formålet med denne opgave at analysere værdien af forskellige vind-varmepumpe-løsninger i Århus under forskellige antagelser om omverdenen.

Samspillet mellem varme- og elsystemet er påvirket af mængden af vindkraft i Danmark, men også af mængden af vindkraft i nabolande og forhold som brændselspriser, transmissionskapacitet til naboer, og hvilke øvrige produktionsteknologier der er til rådighed i det samlede system. I forhold til elsystemet analyseres både day-ahead-markedet (Spot) og intraday-markederne (Elbas og regulerkraftmarkedet).

I forhold til varmesiden har valg af varmekilde til varmepumpen betydning, idet den er afgørende for varmepumpens effektivitet og mulige kapacitet. Ligeledes har udviklingen i varmeforbruget og udviklingen i affaldsmængder betydning for muligheden for at afsætte varmepumpens produktion.

3 Afgifter

Det danske afgiftssystem på energiområdet består af historiske grunde af en blanding af afgifter på udbudssiden og på efterspørgselssiden. Energiafgift, CO₂-afgifter, samt diverse tilskud og rådighedsbeløb er de vigtigste. Hertil kommer virkningerne af EU's kvotehandelssystem for CO₂.

Afgifter spiller en vigtig rolle for økonomien i varmepumper i fjernvarmesystemet, og afgiftssystemet er derfor en vigtig faktor for, om der er økonomi i varmepumper i Århus eller ikke.

Det danske afgiftssystem er beskrevet i flere detaljer i *Afgifter på varmepumper til fjernvarme*, mens der her gives et kort referat af de eksisterende afgifter, som har betydning for varmepumpen.

Energiafgifter

Som udgangspunkt tillægges energi- og CO₂-afgifterne direkte på brændslet. For el tillægges afgifterne dog i forbrugsleddet, og el tillægges med få undtagelser ikke afgifter i produktionsleddet. Produktion af varme tillægges energi- og CO₂-afgift i produktionsleddet. For ren varmeproduktion er det relativt enkelt, mens det er mere vanskeligt for kraftvarme. Her går en del af brændslet til elproduktion og en del til varmeproduktion, og det er derfor nødvendigt med en fordelingsnøgle til, hvordan brændslet til el og til varme fordeles, hvilket er nærmere beskrevet i *Afgifter på varmepumper til fjernvarme* (4).

Afgiftssatserne gældende fra 2010 ses i tabellen nedenfor.

Brændsel	Energiafgift (kr./GJ)	CO ₂ afgift (kr./GJ)
Stenkul	57,3	14,8
Naturgas	57,3	8,9
Fuelolie	57,7	12,2
Gasolie	57,3	11,5
Affald til fjernvarme	33,13	0
Varme fra affald	19,6	155,4 kr./ton
El til opvarmning	151*	17,2

Tabel 1: Afgiftssatser gældende fra 2010. For erhvervenes energianvendelse til andet end komfortvarme og aircondition gælder lavere afgiftssatser. Tung industri, som er omfattet af kvotesystemet, er fritaget for afgifter (bortset fra EU's minimumsafgifter). * i 2011 indføres en tillægsafgift for el på 16,7 kr./GJ.

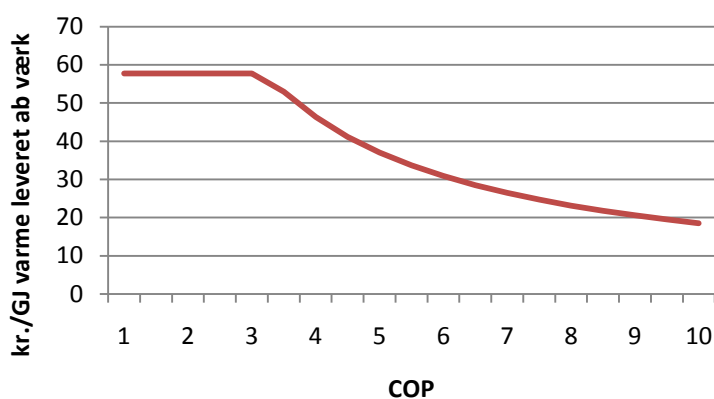
Elpatronloven

Der betales som udgangspunkt fuld afgift ved anden varmeproduktion end kraftvarme produceret på fossile brændsler. Det gælder for varme, der fremstilles på kedelanlæg. I situationer med meget lave elpriser kan det være samfundsøkonomisk fordelagtigt at anvende el eller fossile brændsler til direkte opvarmning af fjernvarmevand, hvilket ikke bliver understøttet af de foroven nævnte afgifter, som især for el er høje i forhold til afgifterne ved kraftvarmeproduktion

Dog er der er i forbindelse med elpatronloven³ indført et afgiftsloft for varmekedler, der leverer varme til et varmenet med kraftvarmeforsyning. Afgiftsloftet gælder både brændselsbaserede kedler og elkedler. Tanken med elpatronloven er, at afgiften på brændselskedler, elpatroner og varmepumper får en afgift, der svarer til afgiften på et kraftvarmeanlæg. Ved at beskatte alle fjernvarmeproducerende anlæg med samme sats pr. GJ varme produceret er det hensigten, at konkurrenceforholdet mellem teknologierne stilles lige. Afgiftsloftet er fra 1. januar 2010 på 57,7 kr./GJ⁴ per GJ fjernvarme produceret ab værk. Det vil f.eks. svare til en samlet energi og CO₂ afgift på 72,1 kr./GJ på brændslet ved en afgiftsmæssig varmevirkningsgrad på 125 %.

En varmepumpe i Århus fjernvarmesystem vil som udgangspunkt falde under elpatronloven, og derfor kunne anvende det nævnte afgiftsloft på varmesiden. Ved en høj COP⁵ for varmepumpen vil varmepumpens afgiftsbetaling på varmesiden dog være lavere end afgiftsloftet. Dette skyldes at elforbruget falder i forhold til varmeproduktionen, og det er derfor fordelagtigt at anvende den almindelige elafgift på elsiden. Regnes denne om til varmesiden resulterer det i en afgiftsbetaling pr. GJ produceret varme, der ligger under afgiftsloftet. Dermed er elpatronloven primært en fordel for varmepumper med en COP under ca. 3. For varmepumper med en højere COP reduceres elpatronlovens fordele til fritagelsen for PSO-afgiften.

Afgiftsforholdene for energi- og CO₂-afgifter afhængig af COP'en for varmepumpen er illustreret på figur 1, hvor det ses at afgiftsbetalingen på varmesiden falder ved en COP på over ca. 3.



Figur 1: Afgiftsbetaling for leveret varme ab værk for en varmepumpe afhængig af COP'en. Figuren gælder for afgiftssatserne i 2010. Faldet i afgifterne skyldes alene varmepumpens stigende effektivitet og er uafhængigt af elpatronloven.

Andre elafgifter

Udover omkostninger til energi- og CO₂-afgifter betales også nettariffer til det lokale elselskab og til energinet.dk, samt en PSO-afgift. Anlæg under elpatron-

³ Elpatronloven eller Lov 1417 er gældende fra 1. januar 2008 og blev permanentgjort i lettere ændret form efter en fire-årig forsøgsperiode.

⁴ http://www.skm.dk/public/dokumenter/lovstof/pdf_2009/L207.pdf. Loftet på energiafgiften er 47,5 kr./GJ og loftet på CO₂-afgiften 11,8 kr./GJ.

⁵ COP står for coefficient of performance og angiver en varmepumpes effektivitet

loven bliver dog friholdt for PSO-afgiften. For en varmepumpe gælder dette uanset COP, selvom det definerede afgiftsloft ikke skulle finde anvendelse pga. en høj COP.

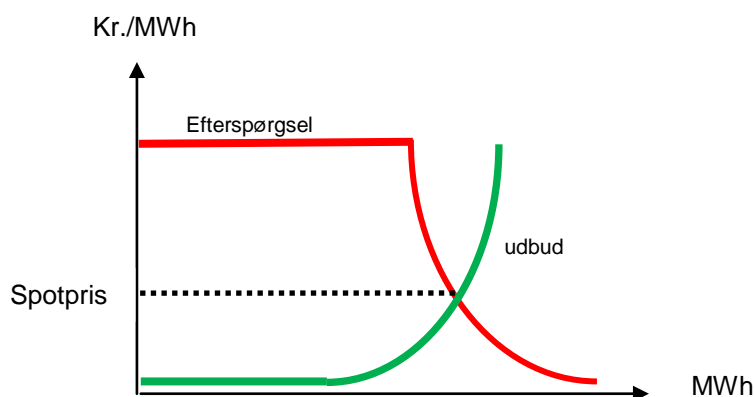
Varmepumpen vil dog skulle betale nettariffer af elforbruget. Nettariffer deles op på tariffer for transmission og distribution af el. Transmissionstariffen lå i 2009 på 6,8 øre/kWh i Vestdanmark, mens distributionstariffen kan variere meget afhængigt af det lokale elselskab. I Århus lå distributionstariffen i sidste kvartal 2009 på 7,25 øre/kWh.

4 Elmarkeder

Dette kapitel har til formål at beskrive spotmarkedet (Nord Pool), og hvorledes der kan indmeldes et køb af strøm til at drive en varmepumpe under givne forudsætninger. Endvidere beskrives de systemtjenester som Energinet.dk udbyder for at opretholde elsystemet i balance i driftstimen, som også en varmepumpe kan benytte sig af for at øge indtjeningen. I sidste ende vil dette kunne betyde en lavere gennemsnitlig varmeproduktionspris for varmepumpen. Varmepumpen økonomiske muligheder i forhold til spotmarkedet og regulerkraftmarkedet er endvidere analyseret i kapitel 9.

4.1 Spotmarkedet

Køb af el i spotmarkedet afregnes efter Nord Pool priser for eksempelvis området DK1 for Århus. Spotpriserne findes med en pris pr. time. Alle sælgere (producenter) og alle købere (forbrugere) på børsen placerer deres salgs- og købsbud, og der beregnes en pris pr. time, hvor udbud og efterspørgsel møder hinanden. Særlig vigtigt for beregningen er håndteringen af evt. flaskehalse i transmissionssystemet. Spotmarkedet sikrer at den tilgængelige kapacitet udnyttes fuldt ud. TSO'erne⁶ meddeler kl. 10:00 om der er begrænsninger i den tilgængelige kapacitet.



Figur 2: Fastlæggelse af spotpris i et tilfælde uden flaskehalse i transmissionssystemet.

På den nordiske børs kan der indmeldes købsbud på forskellige måder. Der kan indmeldes prisafhængigt, dvs. uanset pris købes en given mængde strøm pr. time. Der kan også købes prisafhængigt, og det kan gøres pr. time eller i blokbud, hvor et blokbud som minimum udgør 3 sammenhængende timer. Flere blokbud kan kædes sammen, så nr. to blokbud kun gælder hvis nr. 1 er accepteret.

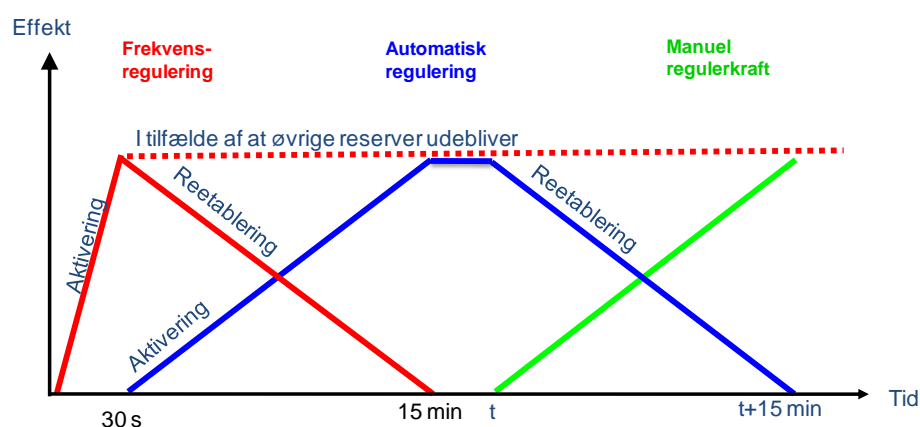
⁶ TSO er en forkortelse for Transmission System Operator og betegner de transmissionsansvarlige virksomheder for transmissionsnettene. I Danmark varetager Energinet.dk den transmissionsansvarlige virksomhed.

Med drift af en varmepumpe kan der enten anvendes timebud eller blokbud, således at varmepumpen får en sammenhængende drift. Ved at bruge timebud, kan man risikere at varmepumpen kommer til at være i markedet den ene time hvor spotprisen er under den pris man har indmeldt, og i næste time er spotprisen over den pris man har indmeldt.

Indmelding for købsbud i spotmarkedet skal foretages inden kl. 12:00, dagen før driftsdøgnet, og ved 13:30 tiden er prisen for det kommende døgn offentliggjort, og her fås også en tilbagemelding på ens blokbud, om hvorvidt man har vundet et køb.

4.2 Systemtjenester Energinet.dk

Energinet.dk udbyder en række systemtjenester for at holde opretholde elsystemet i balance. Energinet.dk udbyder udover regulerkraft, en række tjenester, hvor der kan opnås reservationsbetaling de såkaldte *reserver* for både op og nedregulering. Opregulering svarer til merproduktion eller mindre forbrug i elsystemet, mens nedregulering svarer til merforbrug eller mindre produktion i elsystemet. Nedenstående figur illustrerer hvilke tidsfrister der gælder for systemtjenesterne i de forskellige regulerkraftmarkeder. Disse systemtjenester gør sig gældende for produktionskapacitet, samt regulerbart forbrug, hvilket en varmepumpe pr. definition er. De enkelte systemtjenester er beskrevet nærmere i det følgende.



Figur 3: Tidshorisonter for systemtjenester i elsystemet

4.3 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet er en systemtjeneste som Energinet.dk udbyder. Energinet.dk har ansvaret for at opretholde balancen i elsystemet. Derfor er Energinet.dk nødt til at købe sig til ydelser, som kan opretholde elsystemets balance, både ved over- og underskud af effekt.

Et af redskaberne er regulerkraftmarkedet. Her kan alle producenter eller forbrugenheder med regulerbart forbrug lægge bud ind for hvilken el-pris de gerne vil reguleres ned til eller reguleres op til. Energinet.dk køber opregulering og sælger nedregulering.

Energinet.dk har følgende regler for regulerkraftmarkedet.

- Reguleringen skal være fuldt gennemført indenfor 15 minutter
- Mindste bud er 10 MW (Gælder både op og nedregulering)
- En nedreguleringspris er altid mindre end spotprisen, nedreguleringsprisen for timen bestemmes ud fra den laveste aktiverede pris.
- En opreguleringspris er altid højere end spotprisen, opreguleringsprisen for timen bestemmes ud fra den højeste aktiverede pris.
- Regulerkraftmarkedet er et timemarked, dvs. der kan indmeldes bud time for time, og når ens reguleringsmulighed ikke er til stede mere, meldes kapaciteten ud af markedet.
- Regulerkraftprisen kan ændres op til 45 minutter før næste driftstime.
- Regulerkraft kan aktiveres på et vilkårligt tidspunkt og varigheden kendes ikke ved aktivering.

Følgende kan udledes for en varmepumpe:

- Hvis der ønskes deltagelse i opregulering skal varmepumpen være i et lastområde, hvor der kan reguleres op med 10 MW_{el} indenfor 15 minutter. Forbrugsenheden stoppes, og anden varmekilde må oprette den tiltænkte varmeproduktion som tabes ved opreguleringen.
- Hvis der ønskes deltagelse i nedregulering skal varmepumpen være i et lastområde, hvor der kan reguleres ned med 10 MW_{el} indenfor 15 minutter, dvs. forbrugsenheden skal startes. Der produceres nu varme fra varmepumpen.

Kan varmepumpen ikke alene levere 10 MW_{el} kan ydelsen samles med enheder fra andre værker, som f.eks. elpatroner, for at nå over de 10 MW. Elhandlernes værktøjer til at samle sådanne bud fra flere enheder.

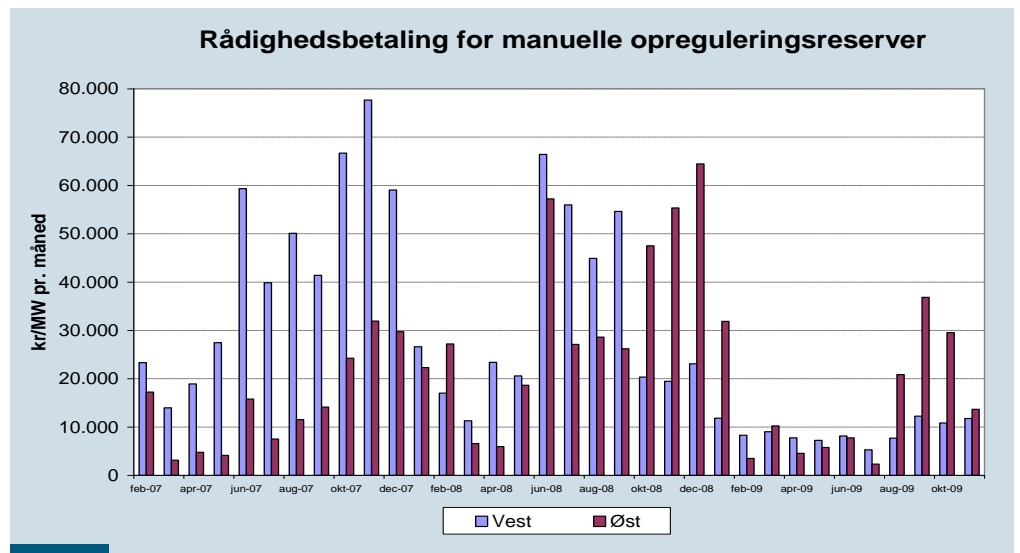
4.4 Manuelle reserver

Markedet for manuelle reserver er det samme som regulerkraftmarkedet, men her kobles en rådighedsbetaling på, således at Energinet.dk er sikre på at de nødvendige reserver for regulering er til rådighed. Her køber Energinet.dk ca. 600 MW på daglig basis i alle timerne i opadgående retning. De køber sjældent manuelle nedreguleringsreserver. Hvor det rene regulerkraftmarkedet er frit for indmelding af regulerkraftbud (aktiveringsbetaling), er markedet for manuelle reserver et marked, hvor indmelding sker i to step. Kl. 09:00 om morgenen melder Energinet.dk ud, hvor mange reserver (volumen) de ønsker at købe for kommende driftsdøgn. Her kan alle producenterne eller regulerbare forbrugsenheder lægge deres bud ind, for hvilken pris de ønsker at stå i reserve til (kr/MW/time). Det kan alle producenterne eller de regulerbare forbrugsenheder så gøre, time for time for det kommende driftsdøgn. Mindste bud er 10 MW og højeste bud er 50 MW. Energinet.dk holder en auktion, og når de har købt de reserver, de har udbudt, afvises alle der ligger over den pris, som den sidste

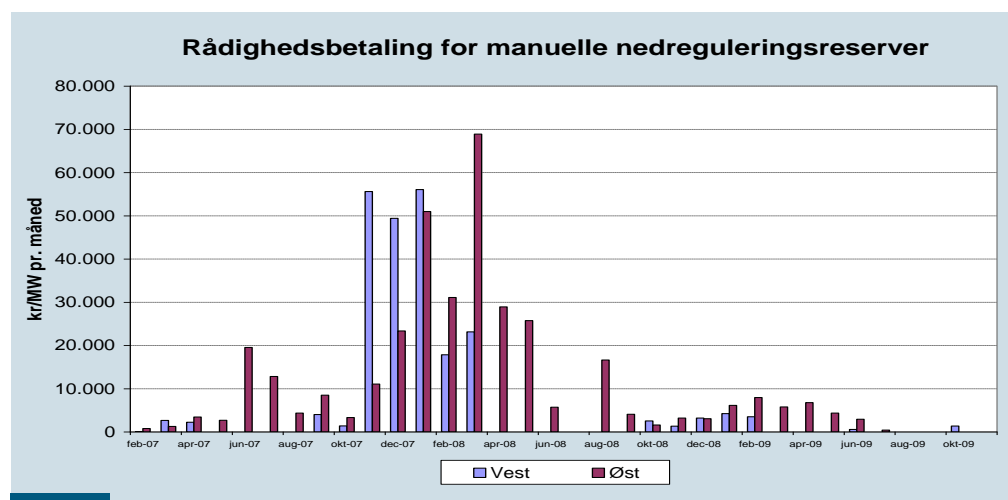
vundne budpris. Alle MW (bud) får den pris som det sidste bud blev købt til (marginalpris).

Alle de vundne bud, som nu får rådighedsbetaling, er forpligtet til at indmelde regulerkraftbud (aktiveringsbud i regulerkraftmarkedet) i alle de timer der er vundet rådighedbud.

Det er tilladt for den balanceansvarlige at pulje værker sammen til bud af minimum 10 MW eller derover. Nedenstående kurver viser historiske rådighedspriser for hhv. op- og nedregulering i Øst- og Vestdanmark. Værdierne svarer til summen for den samlede rådighedsbetaling pr. måned for at stille én MW til rådighed. Hertil kommer der betaling ved aktivering af den reserverede kapacitet.

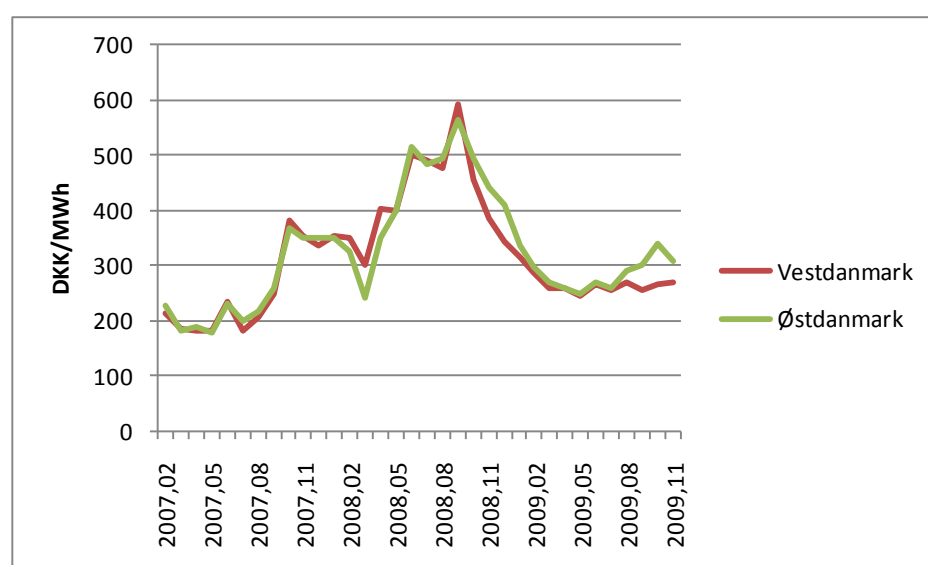


Figur 4: Rådighedsbetaling i kr./MW som sum over en måned for manuelle opreguleringsreserver februar 2007 - november 2009. Kilde: Energinet.dk



Figur 5: Rådighedsbetaling for manuelle nedreguleringsreserver februar 2007 - november 2009.
Kilde: Energinet.dk

Behovet for reservationsbetaling kan være påvirket af spotpriserne, men der ses ingen enkel sammenhæng, der kan forklare samtlige hovedtendenser. Ved sammenligning med figur 6, som viser spotpriserne for samme periode som rådighedsbetalingen på kurverne foroven, fremgår det dog, at de høje spotpriser i sommeren og efteråret 2008 også afspejles i høje opreguleringspriser i samme periode. Ligeledes fremgår det, rådighedsbetalingen for opregulering er faldet sammen med spotpriserne i 2009. Samtidig er der over hele perioden dog også sket en udvikling af reservationsmarkedet, der medvirker til, at sammenhængen imellem spotpriser og reservationsbetaling for opregulering ikke er entydig. Mange nye leverandører af regulerkraft (elpatroner og decentrale kraftvarmeverker) kan have presset priserne.



Figur 6: Spotpriser, februar 2007 – november 2009.

4.5 Primære reserver (frekvensregulering)

Er den hurtigste regulering som Energinet.dk køber. Reserven skal aktiveres indenfor 30 sekunder. Her køber Energinet.dk +/- 26 MW på DK1. Reglerne er følgende

- Aktivering af budstørrelse indenfor 30 sek. Hvoraf de 50 % skal aktiveres indenfor 15 sek.
- Mindste budstørrelse er 1 MW, og størrelse er 5 MW.
- Budstørrelse medtages med 1 decimal.
- Man har lov til at pulje flere forskellige værker til 1 MW.
- Aktionen for rådighedsbud foregår i blokke af 4 timer, hvor der afgives bud for MW størrelse og pris i Kr./MW. Aktionen foregår om eftermiddagen kl 15:00, og 15:30 vides, om man er blevet accepteret på sit bud og i hvilke blokke.
- Der udløses kun en rådighedsbetaling og ingen energibetaling, da den leverede energimængde er meget lille.

Primær reserven er hovedsagelig for kørende anlæg, Enheden skal godkendes af Energinet.dk for at afdække hvilken effekt der kan reguleres med indenfor de nævnte 15 og 30 sekunder. Markedet for primær reserver vurderes ikke at være relevant for varmepumper, da den hurtige regulering ikke passer til varmepumpens karakteristik.

4.6 Automatiske reserver

Load Frequency Control (LFC) er den næste reserve som Energinet.dk benytter sig af ved ubalancer i elsystemet. Her udbyder Energinet.dk +/- 90 MW. Den automatiske reserve aktiveres automatisk online af Energinet.dk gennem den balanceansvarlige. Automatiske reserver er aktive hele døgnet og leveres af kørende anlæg. Denne reserve anvendes alene i Vestdanmark, som en del af UCTE-reglerne om at hvert kontrolområde skal holde den planlagte udveksling med naboområderne.

Reglerne er endnu ikke fastlagt, men følgende gør sig gældende pt.

- Mindste bud er 1 MW
- Størreste bud er 5 MW
- Reserven skal være aktiveret i løbet af 15 min. Der må løbende påregnes ændringer i reguleringen (analogt føringssignal)
- Værket skal godkendes af Energinet.dk
- Aktionen påregnes at være om formiddagen mellem kl. 9 og 10
- Der opnås rådighedsbetaling og en aktiveringspris for opregulering spot + 100 Kr, og en aktiveringspris for nedregulering på spot – 100 Kr.

Energinet.dk har ikke frigivet de endelige forskrifter omkring hvorledes et dagligt timemarked for automatiske reserver komme til at fungere. I øjeblikket leveres de automatiske reserver udelukkende fra de centrale værker. I løbet af

2010 lancerer Energinet.dk et koncept for et dagligt timemarked for automatiske reserver. Det vurderes at en varmepumpe ville kunne deltage i markedet for LFC reserver, idet reguleringen sker over tid (max 15 minutter). Hvis der er en elpatron i forbindelse med varmepumpeløsningen, så kan den evt. anvendes som automatisk reserve.

5 Muligheder for varmepumpe i Århus

5.1 Tilslutningsmuligheder

I denne rapport analyseres en stor varmepumpe ($150 \text{ MW}_{\text{varme}}$) med en COP på 2,8. Varmepumpen tænkes enten tilsluttet elnettet eller tilsluttet direkte til vindmøller. Den direkte tilslutning til vindmøllerne svarer til oplægget til klimavarmeplan (3). Investeringerne til denne løsning er her angivet til 1011 mio.kr.

I projektet *VindVarme - Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper* (1) er investeringerne yderligere kvalificeret. Dette har medført en lettere justering og detaljering af investeringsomkostningerne, hvor totalinvesteringen for vind-varmepumpen ligger på omkring 1.067 mio. kr., mens varmepumpen alene koster omkring 497 mio. kr.. Imidlertid peger skitseprojektet på en række forhold, som bør tages i betragtning i det videre arbejde:

Det vurderes, at det i praksis er umuligt at placere 50 MW vindmøller på land i nærheden af varmepumpen indenfor Århus kommune. Der er i udkast til kommuneplan alene vurderet at der kan opstilles store vindmøller på seks placeringer med en samlet effekt på 29 MW. Hertil kommer dog mulige placeringer på den nye østhavn. I skitseprojektet er det vurderet at der på østhavnen kan opstilles op til 5 store vindmøller med en samlet kapacitet på 11,5 MW. Der peges som et alternativ på vindmølleplaceringer i Århus bugt, hvor der er skitseret havvindmølleparker på hhv. 25 og 80 MW.

Af flere grunde har det derfor vist sig, at en vind-varmepumpe på 150 MW varmekapacitet ikke kan gennemføres i praksis, såfremt den skal kombineres direkte med vindkraft, enten i ø-drift eller som en installationstilslutning:

- Installationstilslutning er kun tilladt for sammenkobling med landmøller, idet varmepumpe og vindmøller skal stå på samme matrikel.
- Ø-drift kræver yderligere styringsteknologi, som ikke er nærmere belyst i skitseprojektet eller nærværende projekt. Det vurderes dog at meromkostningen ikke kan betale sig i forhold til de beskedne afgifter ved installationstilslutningen.
- Der er ikke plads til 50 MW vindkraft på land på samme matrikel indenfor Århus kommune.

I lyset af de praktiske begrænsninger for en vind-varmepumpe af den skitserede størrelse kan analyserne kun anvendes med efterfølgende tilpasning. Det skal dog bemærkes, at størrelsen af varmepumpen kun har mindre betydning for resultater og konklusioner. Dette skyldes især at beregninger og analyser i høj grad er baseret på de variable marginale varmeproduktionsomkostninger. Disse vil være de samme for en varmepumpe med en mindre størrelse. Beregninger for den samlede omkostning eller gevinst ved en varmepumpe i mio. kr. pr år vil dog selvfølgelig have et andet størrelsesforhold for mindre varmepumper.

Skitseprojektet peger på, at der er muligheder for at opnå bedre COP-værdier, hvis der anvendes mindre varmepumper end oprindeligt foreslået, og hvis disse tilsluttes til fjernvarmen, så varmen anvendes til forvarmning og således kan leveres ved f.eks. 50°C i stedet for 80°C. På denne måde kan opnås en års-COP på over 5. En sådan varmepumpe baseret på spildevand kan have en størrelse på op til 10 MW.

Det er endvidere vurderet at en direkte tilslutning (i ø-drift) mellem vindmøller og varmepumpe ikke er teknisk hensigtsmæssigt. Der foreslås i stedet en såkaldt installationstilslutning, hvor der alene betales energifgifter at det momentane netto-forbrug som aftages fra nettet. I forhold til situationen ved ren ø-drift skal der dog betales en reduceret PSO-tarif af vindmøllernes produktion. I skitseprojektet er omkostningerne og detaljerne for en installationstilslutning nærmere beskrevet, hvor det bl.a. fremgår, at der regnes med en maksimal udveksling med elnettet svarende til 25 % af vindmøllernes kapacitet.

I det følgende regnes på den oprindeligt beskrevne løsning og der skelnes ikke imellem en situation med ren ø-drift og en installationstilslutning. Dermed negligeres mulighederne for im- og eksport af el samt betalingen af den reducerede PSO-afgift.

5.2 Konkurrenceforhold

Set fra et driftsøkonomisk optimeringssynspunkt er den variable varmeproduktionsomkostning fra varmepumpen den afgørende parameter for, hvor meget driftstid en varmepumpe får i et givent varmesystem. Mens investeringsomkostningen og faste driftsomkostninger har betydning for investeringsbeslutningen, vil det i den daglige drift alene være de kortsigtede marginalomkostninger og deres forhold til alternative varmeproduktionsmuligheder, der er afgørende for om det er økonomisk fordelagtigt at producere varme med varmepumpen. I det følgende vil de afgørende parametre blive introduceret med udgangspunkt i Århus' varmesystem. Det skal dog bemærkes, at varmekontrakter i praksis vil have indflydelse på de økonomiske fordele og ulemper for de enkelte aktører. I dette projekt antages det i beregningerne, at varmekontrakterne afspejler de marginale varmeproduktionsomkostninger, og de viste omkostninger gælder således set fra et systemperspektiv.

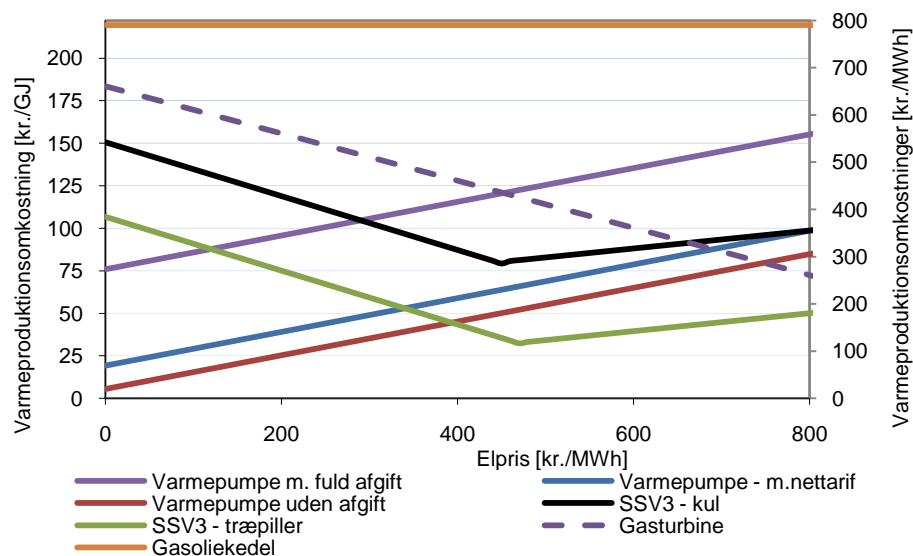
De variable driftsomkostninger er afhængige af:

- Elprisen
- Variable drifts- & vedligeholdelsesomkostninger
- Varmeproduktionsafgifter
- Nettariffer
- Virkningsgraden på varmepumpen (COP)

	Kr./MWh el (forbrug)	Kr./GJ varme (produceret)
Elpris	400	39,7
Nettarif*	139	13,8
Energiafgift	582	57,7
Variabel drift og vedligeholdelse	55	5,5
Sum	1.176	117

Tabel 2: Marginal varmeproduktionsomkostning for en varmepumpe med en COP på 2,8 med afgifter for 2015, angivet i 2009-priser. Faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger samt kapitalomkostninger er ikke medtaget. *Beregnet som gennemsnit for transmissions og distributionstarif for årene 2005-2009 baseret på oplysninger fra NRGi.

Mens elprisen vil variere afhængigt af tidspunktet på døgnet og året, er de andre poster nogenlunde konstant. Tabel 2 viser sammensætningen af produktionsomkostningen for en varmepumpe ved en elpris på 400 kr/MWh, mens betydningen af elprisen er illustreret ved figur 7. Figuren viser derudover varmeproduktionsomkostningen for Studstrupværkets blok 3, både ved drift med træpiller og ved drift med kul. For et kulkraftværk vil stigende elpriser betyde en faldende varmeproduktionsomkostning, idet indtægten fra elsalget i kraftvarmedrift stiger. Stiger elprisen over en vis kippris vil det kunne betale sig for kraftvarmeværket at producere ren el i kondensdrift. Hvis værket tvinges til at fortsætte i kraftvarmedrift ved en lavere elproduktion på trods af dette, må varmesiden derfor betale de indtægter der går tabt på elsidens. Over kipprisen er varmeproduktionsomkostningen derfor stigende for yderligere stigende elpriser. Den store forskel i varmeproduktionsomkostningen for hhv. kul og træpillefyring på SSV3 skyldes at træpiller er fritaget for afgifter.

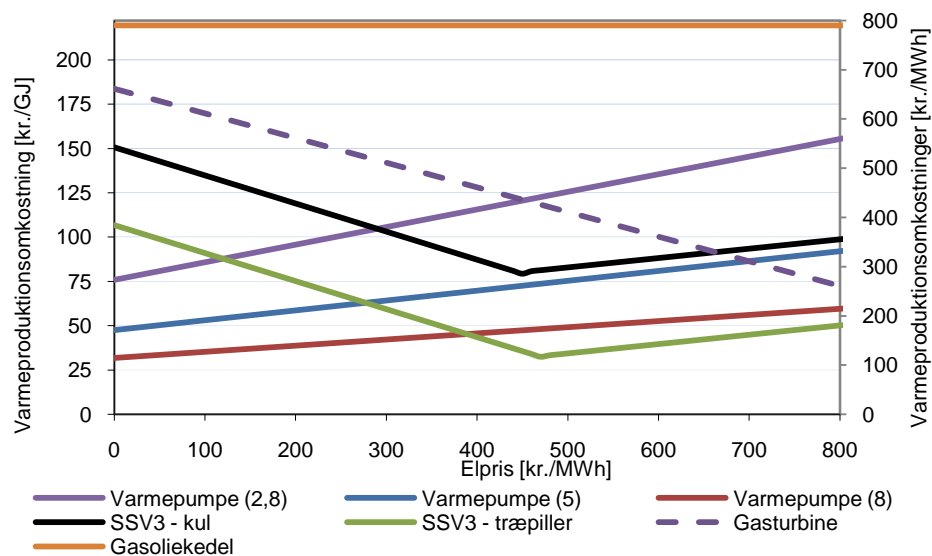


Figur 7: Varmeproduktionsomkostninger afhængigt af elprisen. Beregningerne er gennemført med udgangspunkt i brændselspriser for 2015. Det skal understreges at COP'en for varmepumpen her er sat til 2,8 og en ændring af denne har væsentlig indflydelse på varmepumpens konkurrenceevne.

Det fremgår af figur 7, at afgifter og nettariffer har væsentlig betydning for varmepumpens konkurrenceforhold. Ved fuld afgiftsbetaling svarende til elpatronloven kan varmepumpen kun konkurrere med kulfyring og træpillefyring på SSV3 ved en elpris på under hhv. 290 og 120 kr/MWh. Hvis varmepumpen fritages for samtlige afgifter og tariffer - indikeret ved den røde linje - eller kun skal svare nettariffer af elforbruget - indikeret ved den blå linje - vil varmepumpen kunne konkurrere med kulfyring på SSV3 for alle viste elpriser, mens den vil kunne konkurrere med træpillefyring på SSV3 for elpriser op til ca. 330 kr/MWh.

Til sammenligning er der også vist varmeproduktionsomkostninger på en gasturbine, som for eksempel anvendes i visse decentrale fjernvarmeområder. I dette tilfælde vil varmepumpen kunne konkurrere med gasturbinen op til en elpris på omkring 450 kr./MWh ved fuld afgiftsbetaling.

En højere COP kan bidrage til en forbedring af varmepumpens konkurrenceevne, som det fremgår af figur 8. Figuren viser, at en COP på 5 vil medføre, at varmepumpen er konkurrencedygtig med et kulkraftværk for alle viste elpriser, mens den selv ved en COP på 8 kun kan konkurrere med et træpillefyret kraftværk op til en elpris på ca. 390 kr./MWh. En COP på 8 forudsætter en høj temperatur af lavtemperaturkilden. Dette kan findes i forbindelse med industriel overskudsvarme. I figuren er ikke medregnet en evt. betaling for overskudsvarmen.

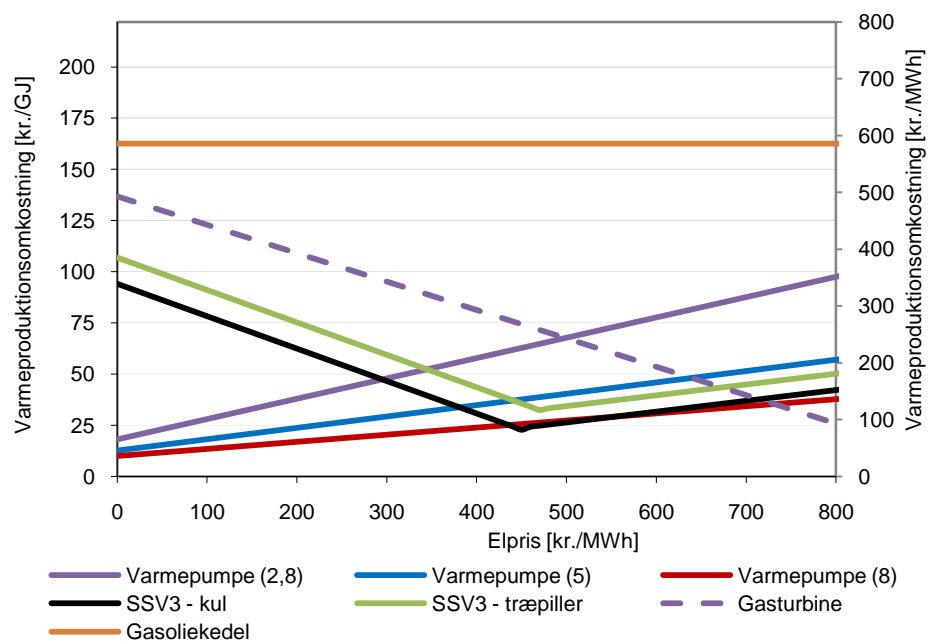


Figur 8: Varmeproduktionsomkostninger afhængigt af elprisen. Beregningerne er gennemført med udgangspunkt i brændselspriser for 2015. Der er vist varmepumper med tre forskellige COP'er, som er angivet i parentes.

Figur 9 viser varmereproduktionsomkostninger ud fra en samfundsøkonomisk betragtning, hvor der ikke er medtaget afgifter. CO₂-omkostninger er dog medtaget i beregningerne, idet de forudsættes at afspejle de samfundsøkonomiske omkostninger. Figuren viser, at for en varmepumpe med en COP på 2,8 er kipprisen i forhold til kulbaseret kraftvarme på Studstrupværket stort set den samme set fra et samfundsøkonomisk synspunkt og ligger omkring 290 kr./MWh. I forhold til træpiller ses derimod en væsentlig forskel, idet kipprisen ligger på ca. 340 kr./MWh mod ca. 120 kr./MWh i ovenstående beregninger. Konkurrenceforholdet i forhold til træpillebaseret kraftvarmeproduktion er dermed forvredet af afgifterne. Det skal dog bemærkes at det rent samfundsøkonomisk er fordelagtigt at anvende kul til kraftvarmeproduktion på centrale værker i stedet for træpiller.

Der skal derfor tages forbehold overfor målsætninger om CO₂-emissionen og VE-andelen i el- og varmereproduktionen. Her er anvendelsen af træpiller på centrale kraftværker en samfundsøkonomisk attraktiv mulighed for at reducere CO₂-emissionen og øge VE-andelen, idet de variable omkostninger ikke ligger meget højere end for kulfyring. Dette beskrives bl.a. i projektet "Ombygning af Studstrupværkets blok 3 til træpillefyring" (5).

En højere COP på ca. 5 for varmepumpen betyder, at den samfundsøkonomiske kippris bliver reduceret til ca. 380 kr./MWh ift. kulbaseret kraftvarmeproduktion og 440 kr./MWh ift. træpillebaseret kraftvarmeproduktion. Også for højere elpriser er varmereproduktionsomkostningen for varmepumpen kun ca. 7 kr./GJ højere end for træpillebaseret kraftvarmeproduktion.



Figur 9: Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (Der er her ikke taget hensyn til nettoafgiftsfaktor og skatteforvridning). Beregningerne er gennemført med udgangspunkt i brændselspriser for 2015. Der er vist varmepumper med tre forskellige COP'er, som er angivet i parentes.

6 Varmepumpe – drift i varmesystemet

Nærværende projekt analyserer, som nævnt i indledningen klimavarmeplanens (3) såkaldte scenarie A, som ud over træpiller på Studstrupværket består af en kombination af vindkraft og varmepumper. I udgangspunktet er scenarie A beskrevet som 54 MW vindkraft, som er direkte forbundet med 150 MW_{varme} varmepumpe. I klimavarmeplanen er der derudover forudsat en vis udbygning med sol og biogas, som der ikke er taget hensyn til i nærværende projekt.

Som alternativ til den direkte forbundne vind-varmepumpe-løsning er der i dette projekt beskrevet to andre løsninger med hhv. nettilslutning af vindmøllerne og varmepumpen og med en varmepumpe uden opføring af vindmøller. Udover de indledningsvis nævnte afgiftsfordele, vil den direkte forbundne vind-varmepumpeløsning have andre omkostninger i forbindelse med den elektriske tilslutning af vindmøllerne ved nettilslutning end ved direkte sammenkobling med varmepumpen. Dette skyldes, at det i den direkte forbundne løsning vil være vind-varmepumpe-ejeren, der skal finansiere den elektriske sammenkobling, mens vindmøllerne vil få tilskud til nettilslutning ved sammenkobling med det almindelige elnet.

6.1 Tidligere analyser

Ea Energianalyse har i sommeren 2009 gennemført en analyse for VPÅ, der afdækker de økonomiske og energimæssige konsekvenser ved en ombygning af Studstrupværkets blok 3 til træpillefyring (5). Denne ombygning er en del af klimavarmeplanens scenario A og B. Ved udarbejdelsen af Balmorel-analyserne i nærværende projekt, er der taget udgangspunkt i modelarbejdet fra den nævnte tidligere analyse. Modellen er dog blevet opdateret som følge af nye oplysninger i forbindelse med et projekt om det fremtidige afgiftssystem for kraftvarme, hvor både Ea Energianalyse og AVA har deltaget (6). Dette medfører, at enkelte resultater i de to projekter ikke er 100 % sammenfaldne, på trods af at der gælder de samme forudsætninger for AVA.

6.2 Beregningsmodel og metode

I det følgende beskrives analyserne, som er gennemført med el- og varmemodelen Balmorel. Analyserne beskriver en simulering af det samlede el- og fjernvarmesystem i Norden og Tyskland med særlig fokus på varmesystemet i Århus. Analyserne giver således et billede af varmepumpens muligheder i Århus' varmesystem under hensyntagen til det samlede elsystems betydning for eksempel elpriserne.

Driftsøkonomi

Den optimale driftssituation i el- og varmemarkedet beregnes ved at minimere de samlede omkostninger til produktion af el og varme. I de økonomiske beregninger ses der på økonomien fra en omkostningsvinkel. Varmeproduktionsomkostningerne opgøres efter en metode, hvor de samlede variable omkostninger på anlæggene beregnes inkl. brændsels- og drift og vedligeholdelses-

udgifter, emissionsskatter og brændselsafgifter. Herfra trækkes indtægter fra et evt. elsalg, og den resterende omkostning tilskrives varmesiden. Denne metode kan opfattes som en økonomiberegning, hvis varmesiden ejede anlægget, og hvor varmeprisen er fastsat omkostningsægte. Hertil skal der lægges faste omkostninger til kapitalomkostninger og fast drift- og vedligeholdelse på anlæggene. Netop fordi disse omkostninger er faste, har de dog ingen indflydelse på selve driftsplanlægningen i modelberegningerne. I beregningen af driftsøkonomien er der således ikke taget hensyn til den konkrete udformning af kontrakter for levering af varme.

Resultater

Selskabsøkonomien for de forskellige løsninger beskrives for VPÅ og varmebrugeren og de energi- og CO₂-mæssige konsekvenser analyseres. Ligeledes analyseres den samfundsøkonomiske værdi af vind-varmepumpe-løsninger i Århus, under forskellige forudsætninger. Der vil blive lagt særlig vægt på betydningen af de forskellige afgiftsbetalinger, som følge af de alternative fysiske tilslutningsmuligheder for vindmøller og varmepumpen.

Beregningen af driften i systemet tager derfor hensyn til disse omkostninger, og minimerer de samlede omkostninger under hensyntagen til dette. Dermed er der taget hensyn til de reelle incitamenter i el- og varmesystemet. Samfundsøkonomiske beregninger medtager derimod ikke afgifter. I nærværende projekt er de samfundsøkonomiske konsekvenser beregnet ved at tage udgangspunkt i driftsforholdene, som de er blevet beregnet under hensyntagen til afgifter. I de efterfølgende økonomiske opgørelser er der til gengæld set bort fra afgifterne og kun medtaget de poster, der indgår i samfundsøkonomiske beregninger ifølge energistyrelsens anbefalinger (7). Driftssituationen er dermed ikke regnet om for de samfundsøkonomiske analyser.

6.3 Scenarieforudsætninger

Projektet arbejder med en række forudsætninger, der definerer baggrunden for beregninger og analyser. De vigtigste forudsætninger er:

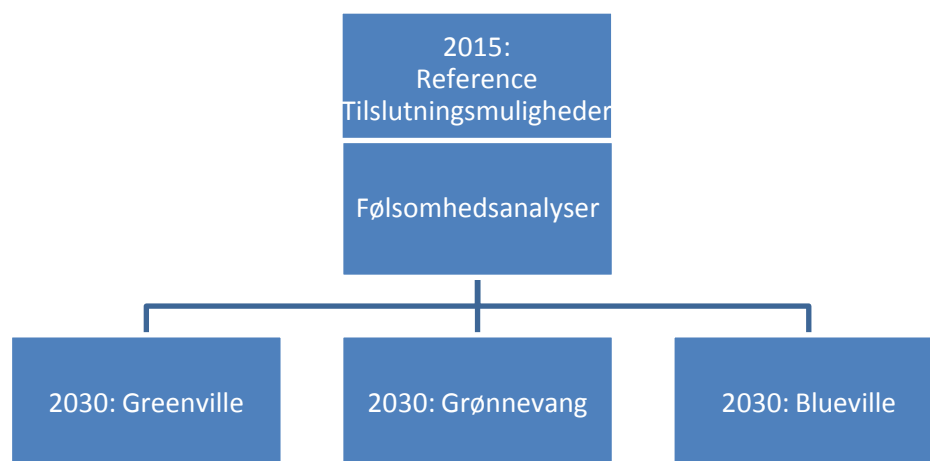
- VPÅ's referencescenarie og scenarie A for udviklingen af Århus' fjernvarmesystem
- Energistyrelsens beregningsforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger.
- Energinet.dk's fire scenarier⁷ for det fremtidige energisystem

Modelberegningerne bliver som udgangspunkt gennemført for 2015, hvilket danner grundlag for at analysere den konkrete og detaljerede drift for varmepumpen under forskellige forudsætninger i Århusområdet. Der opstilles derfor ét scenarie for omverdenen i 2015, som beskrevet under modelforudsætningerne forned, og flere scenarier for varmeproduktionsenhederne i Århus.

⁷ Energinet.dk har til anvendelse for analyser af det fremtidige elsystem og gassystem opstillet fire væsentligt forskellige scenarier

Det har samtidig været et mål for projektet at belyse betydningen af udviklingen i omverdenen frem til 2030. En modelberegning for 2030 vil dog kræve en række forudsætninger for forskellige scenarier for udviklingen i el- og fjernvarmesystemet i Danmark og nabolandene. Disse forudsætninger gælder såvel brændsels- og CO₂-omkostninger, samt udbygning af produktionskapacitet og transmissionsnettet, hvor det er væsentligt at beskrive yderpunkterne i en mulig udbygning, for at kunne udtale sig om det mulige udfaldsrum af beregningerne. I alt ville en scenarieopsætning for en modelberegning i 2030 derfor være behæftet med væsentlige usikkerheder, der gør det nødvendigt fortolke og beskrive denne udvikling og dens betydning for f.eks. elpriser. Dette vil flytte modelberegningens fokus fra varmeproduktionssituationen i Århus til en mere omfattende systemanalyse. Det vurderes, at dette ikke nødvendigvis vil gavne projektets mål og ligger derfor udenfor projektets rammer.

Da udviklingen i omverdenen dog er en væsentlig faktor for fremtidsperspektiverne i en varmepumpe i Århus' fjernvarmesystem søges mulige udviklinger illustreret vha. følsomhedsanalyser ud fra modelberegningerne for 2015. Dette øger overblikket over betydningen af enkelte parametre og tillader en bedre bestemmelse af enkelte ændrings indflydelse for varmepumpens værdi for fjernvarmesystemet. Følsomhedsberegningerne er udviklet med udgangspunkt i Energinet.dk's fremtidsscenarier for 2030 (8) og vil blive foretaget og fortolket i lyset af disse scenarier. Den samlede scenarieopsætning er illustreret på figur 10.



Figur 10: Anvendt scenariestruktur i analysen. Referencescenarierne og forskellige tilslutningsmuligheder beregnes for 2015, mens 2030-scenarierne illustreres vha. følsomhedsanalyser ud fra 2015

Scenarier for 2015

En væsentlig forudsætning for analysen af forskellige løsninger for vind-varmepumpen i Århus er udviklingen af brændselsvalget på Studstrupværket. Klimavarmeplanens scenario A, som vind-varmepumpen er en del af, lægger op til en ombygning af Studstrupværkets blok 3 til træpillefyring. Der er dog

også andre muligheder, hvor CO₂-besparelser i højere grad opnås ved egne, alternative anlæg uden at satse på en ombygning af Studstrupværkets blok 3 til træpillefyring. Dette giver anledning til to grundscenarier, henholdsvis med kul og med træpillefyring på Studstrupværkets blok 3. Grundscenarierne beregnes uden opføring af en vind-varmepumpe, og grundscenariet med træpillefyring på Studstrupværkets blok 3 svarer derfor til scenariet "Ny SSV3" i projektet "Ombygning af Studstrupværkets blok 3 til træpille-fyring" (5).

For begge grundscenarier gennemføres der to yderligere beregninger, som henholdsvis tager udgangspunkt i opførelsen af en vind-varmepumpe med en direkte sammenkobling af vindmøller og varmepumpen, og et scenarie hvor der kun opføres en varmepumpe med nettilslutninger. Der vil ikke blive gennemført en egentlig modelberegning på effekterne af en samtidig opførelse af nettilsluttede vindmøller og en nettilsluttet varmepumpe, men væsentlige konklusioner for en sådan mulighed vil kunne drages ud fra de nævnte scenarier. I alt giver dette anledning til seks scenarier, som er opsummeret i tabellen for neden. Scenariernes benævnelse starter med A, idet det er hensigten at bidrage med beregninger til klimavarmeplanens scenario A. Det bemærkes dog at scenarierne, hvor det er antaget at Studstrupværket ikke ombygges til træpillefyring, afviger væsentligt fra klimavarmeplanens scenario A, men ligger tættere op ad referencescenariet i klimavarmeplanen.

Scenarienavn	Beskrivelse
A0 – kul	Grundscenarie. Studstrupværket ombygges ikke til træpillefyring og der udbygges ikke med andre alternative varmeforsyningskilder.
A1 – kul/VV	Studstrupværket ombygges ikke til træpillefyring og der opføres en vind/varmepumpe-løsning, hvor vindmøllerne og varmepumpen er direkte forbundet uden nettilslutning.
A2 – kul/NV	Studstrupværket ombygges ikke til træpillefyring og der opføres en nettilsluttet varmepumpe, mens der ikke etableres vindmøller.
A0 – træpiller	Grundscenarie. Studstrupværket ombygges til træpillefyring og der udbygges ikke med andre alternative varmeforsyningskilder.
A1 – træpiller/VV	Studstrupværket ombygges til træpillefyring og der opføres en vind/varmepumpe-løsning, hvor vindmøllerne og varmepumpen er direkte forbundet uden nettilslutning.
A2 – træpiller/NV	Studstrupværket ombygges til træpillefyring og der opføres en nettilsluttet varmepumpe, mens der ikke etableres vindmøller.

Tabel 3 Scenarieoversigt. Der anvendes følgende forkortelser: VV - Vind/varmepumpe-løsning uden nettilslutning. NV - Nettilsluttet varmepumpe. VNV - Nettilsluttede vindmøller og nettilsluttet varmepumpe

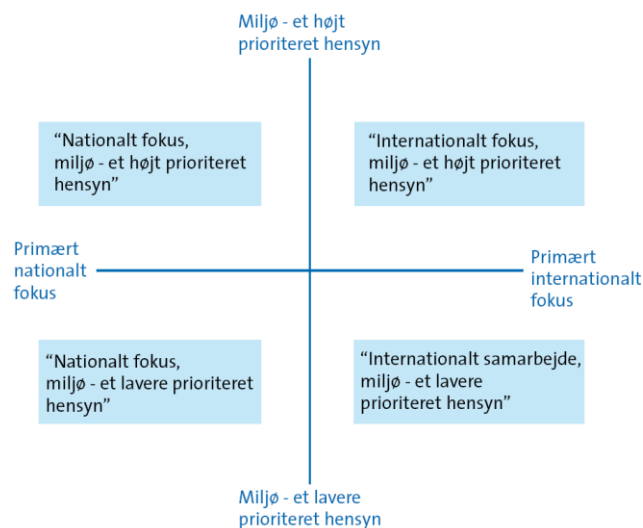
I samtlige scenarier er der specificeret krav om at de definerede affaldsmængder skal afbrændes på årsbasis, hvilket kan ske enten ved kraftvarmeproduktion eller ved ren varmeproduktion. Ligeledes indgår der et fast bidrag fra industriel overskudsvarme. Varmesystemet er således underlagt visse begrænsninger med hensyn til varmeproduktionen, uanset de faktiske omkostninger forbundet med disse begrænsninger. Derudover er der i A2-scenarierne opstillet et krav om minimum 4000 driftstimer for varmepumpen, svarende til en årlig varmeproduktion på 2,16 PJ pr. år. Til sammenligning er det samlede varme-

behov i Århus ca. 11,93 PJ/år. Modellen har mulighed for frit at optimere, hvornår varmen produceres, hvilket sikrer at den bliver nyttiggjort, når den har størst værdi for varmesystemet. Produktionskravet er indført, da indledende analyser, som beskrevet i afsnit 5.1, har vist at varmepumpen ved ren økonomisk optimering vil få en meget begrænset driftstid. De økonomiske konsekvenser af dette krav bliver belyst i form af nødvendige tilskud, der ville sikre den foreslåede drift. I scenarierne A0 og A1 er der ikke specificeret krav om varmepumpens driftstid.

Scenarier for 2030

Med udgangspunkt i Energinet.dk's fire scenarier er der udviklet et antal følsomhedsberegninger, som til sammen forventes at beskrive de fremtidige forhold. Udover danske forhold omfatter dette væsentlige forhold om nabolande, f.eks. kapaciteten af vindkraft i nabolande og udviklingen af brændselspriser i det samlede område.

Energinet.dk beskriver i alt fire scenarier for udviklingen af el- og varmesystemet der er bygget op omkring graden af fokus på miljømæssige aspekter og graden af internationalt fokus ved opbygning af elsystemet og håndtering af for eksempel systemsikkerhed og tilstrækkelighed, som det fremgår af figur 11. I det følgende gives en kort introduktion til Energinet.dk's scenarier, uden at det er hensigten at give en fuld beskrivelse af Energinet.dk's forudsætninger. Læseren refereres hertil til Energinet.dk's scenarierapport (8).



Figur 11: Illustration af Energinet.dk fire scenarier for den fremtidige udvikling af el- og varmesystemet i Danmark og omverdenen. Kilde: Scenarierapport, fase 1 – arbejdspapir, Energinet.dk, februar 2007

Drivkraften i Greenville scenariet er en international enighed om vigtigheden af miljøhensyn og en tæt sammenhæng imellem CO₂-udledning og klimaforandringer. Dette antages at føre til et udbredt internationalt samarbejde om at optimere anvendelsen af VE-ressourcer i Europa, hvilket bl.a. støttes af en fælles europæisk TSO i 2030. Markedet anses som et effektivt virkemiddel, hvorfor der er indført fælles el- og gasbørser, og afgifter i høj grad anvendes til at understøtte VE-målsætningerne. I Danmark har udviklingen ført til væsentli-

ge energibesparelser i både husholdninger og i industrien, samtidig med at op til 100 % af det danske elforbrug er baseret på VE-produktion. Elproduktionen er baseret på groft regnet 75 % større anlæg, som havmølleparker og gaskraftværker, mens biomasse anvendes på decentrale kraftvarmeværker. Den høje VE-andel kan opretholdes på årsbasis, fordi Danmark er nettoeksportør af strøm.

I Blueville-scenariet er internationalt samarbejde og en udbredt tillid til markeds kræfterne også nogle af de væsentlige drivkræfter bag udviklingen af energisystemet. Indenfor det internationale samarbejde er miljø dog et hensyn blandt flere, og i Danmark er det derfor kun ca. 50 % af elproduktionen der er baseret på VE. Fordelingen af større og mindre elproduktionsanlæg er ca. 50 / 50 %, og både større kul- og gaskraftværker spiller en betydelig rolle. Havmølleparker spiller en væsentlig rolle for VE-andelen sammen med biomasse anvendt på decentrale kraftvarmeværker.

I Blåvang-scenariet er miljø ligesom i Bluevillescenariet blot et blandt flere vigtige hensyn i energisystemet, samtidig med at der er høj fokus på lokal forsyningssikkerhed og uafhængighed. I scenariet antages at EU-samarbejdet har langt mindre betydning og der er ingen europæiske gas- og elbørser. Dette har ført til et stort fokus på energibesparelser og begrænsning af gaseksporten, således at Danmark i en længere periode er selvforsynende med gas. Elproduktionsanlæggene er fordelt ligeligt på større og mindre anlæg, og kulraftværker og havmølleparker spiller en væsentlig rolle blandt de større værker, mens gas og biomasse anvendes decentralt.

I Grønnevang scenariet antages det ligeledes, at det europæiske samarbejde har mindre betydning, mens der er stor fokus på national selvforsyning samtidig med et stort fokus på miljøet. Dette har ført til en fuldstændig udfasning af anvendelsen af kul i det danske el- og varmesystem, mens små decentrale produktionsteknologier, som solceller, brændselsceller, husstandsmøller, individuelle varmepumper og lignende har vundet massiv indpasning i det danske elsystem. De mindre enheder udgør i alt ca. 75 % af produktionskapaciteten i Danmark, mens det især er store havmølleparker der udgør de resterende 25 % større anlæg.

Kvantificering og anvendelse af scenarier

I nærværende projekt er det en væsentlig forudsætning, at der satses på en CO₂-neutral varmeforsyning i Århus, hvilket hænger dårligt sammen med miljø som et lavere prioriteret hensyn som i Blåvang scenariet. Det afgørende spørgsmål er derfor mere om der samtidig i omverdenen satses på en massiv indpasning af VE i energisystemet (Greenville og Grønnevang), og om denne satsning sker i et tæt internationalt samarbejde (Greenville). På den anden side er det også muligt at der i omverdenen ikke satses lige så stærkt på et VE-baseret energisystem samtidig med et udpræget internationalt samarbejde (Blueville). Følsomhedsanalyserne baseres derfor primært på disse tre scenarier, der anses for mest relevant i forhold til nærværende projekt. I det følgende

gennemgås kvantificeringen af scenarierne ifølge Energinet.dk og de resulterende følsomhedsanalyser.

Energinet.dk forudsætter i scenarierne væsentlige ændringer i produktionskapaciteten i elsystemet, både med hensyn til type og mængde af de forskellige teknologier. I de gennemførte følsomhedsanalyser er der ikke taget hensyn til denne udvikling af produktionskapaciteten, bortset fra udviklingen af vindkraftkapaciteten. Dette sætter en væsentlig begrænsning på hvorvidt følsomhedsberegningerne faktisk bevæger sig hen mod Energinet.dk's scenarier, men beregningerne vil alligevel vise væsentlige tendenser.

Den vigtigste indflydelse af udviklingen i omverdenen for en varmepumpe i Århus er udviklingen i brændsels- og CO₂-priser, idet dette har indflydelse på elpriserne, varmeproduktionsprisen på de konkurrerende teknologier, samt CO₂-udledningen, der er forbundet med elproduktionen, der dækker varmepumpens elforbrug. Udviklingen beskrives i forhold til energistyrelsens basisfremskrivning for brændsels og CO₂-priser frem mod 2030 og fremgår af tabel 4.

Kr. / GJ	Energi- styrelsen	Greenville	Grønnevang	Blueville
Generelt niveau ift. reference for fossile brændsler	100 %	Høj 125 %	Høj 125 %	Middel 100 %
Kul	25	31,3 (114%)	31,3 (114%)	25,0 (92%)
Olie	87,5	109,4 (151%)	109,4 (151%)	87,5 (122%)
Naturgas	78,5	98,1 (152%)	98,1 (152%)	78,5 (122%)
Biomasse (træpiller)	78,3	104,1 (133%)	104,1 (133%)	78,3 (106%)
CO₂ (kr/ton)	229	345 (150 %)	345 (150 %)	229 (100 %)

Tabel 4: Brændselspriser (på centrale kraftværker) og CO₂-priser i Energinet.dk's scenarier for 2030. Bemærk at det generelle niveau i % angiver priserne i forhold til referencen i 2030 og ikke i forhold til de anvendte priser for 2015. Sidstnævnte er angivet i parentes for de enkelte brændsler. CO₂-priserne ligger hhv. på 150 % i Greenville og Grønnevang scenarierne og på 100 % i Blueville scenariet i forhold til 2030.

Den installerede vindkraftkapacitet i Danmark i de Energinet.dk's scenarier fremgår af tabel 5.

	2008	Greenville	Grønnevang	Blueville
Vindkraftkapacitet i DK (MW)	3.163*	8.500	5.900	4.900
Elproduktion fra vindkraft i DK (TWh)	6,9*	27,5	18,5	14,5

Tabel 5: Vindkraftkapacitet i Energinet.dk's scenarier. *Kilde: *Energistatistik 2008, Energistyrelsen*

I alt gennemføres en følsomhedsanalyse af følgende parametre:

- Kulprisen
- Gasprisen
- Biomasseprisen, hvor samtlige biomassepriser varieres samtidig
- CO₂-kvoteprisen
- Varmepumpens COP
- Den samlede installerede vindkraftkapacitet i elsystemet

Som udgangspunkt er parametrene varieret med - 50 % + 99%, og de enkelte variationer fremgår som absolutte værdier af tabel 6.

	Udgangspunkt (2015)	Variation (%)	Absolut variation
Kulprisen (kr./GJ)	27,3	- 50 % / +99%	13,7 / 54,3
Gasprisen (kr./GJ)	64,4	- 50 % / +99%	32,2 / 128,2
Biomasseprisen (træpiller) (kr./GJ)	70,2	- 50 % / +99%	35,1 / 139,7
CO₂-prisen (kr./ton)	229	- 50 % / +99%	114,5 / 455,7
Varmepumpens COP	2,8	- 50 % / +99%	1,4 / 5,6
Installeret vindkraftkapacitet (i hele Danmark) (MW)	4.400	- 50 % / +99%	2.200 / 8.756
Installeret vindkraftkapacitet (i hele modelområdet) (MW)	48.300	- 50 % / +99%	24.150 / 96.117

Tabel 6 Parametervariationer i følsomhedsanalyserne. Brændselspriser er angivet i 2007-kr. for centrale kraftværker.

Tidsopløsning

Som udgangspunkt vælges der en tidsopløsning på 52 uger inddelt i hver 5 tidsafsnit i alle beregninger. De fem tidsafsnit repræsenterer de forskellige karakteristiske tidsskridt mht. elforbrug i elsystem opdelt på højlast, mellemlast, lavlast samt fordelt på weekender og hverdage. Denne simuleringsstruktur har visse begrænsninger mht. til beregning af præcise driftsforhold inden for timen og beregning af lave og høje elpriser. Konsekvenserne af dette beskrives og vurderes i resultatbehandlingen. Valget er foretaget af hensyn til beregningstid og sammenlignelighed med andre beregninger gennemført af Ea Energianalyse for AVA.

7 Modelforudsætninger

Dette kapitel gennemgår forudsætninger i Balmorel-modellen. Der præsenteres dels en kort opsummering af forudsætninger for det samlede elsystem, dels specifikke forudsætninger for fjernvarmesystemet i Århus (tekniske data for anlæg, varmeforbrug og affaldsmængder) og dels generelle forudsætninger omkring brændselspriser, priser på CO₂ og afgiftssatser.

7.1 Elsystemet frem mod 2030

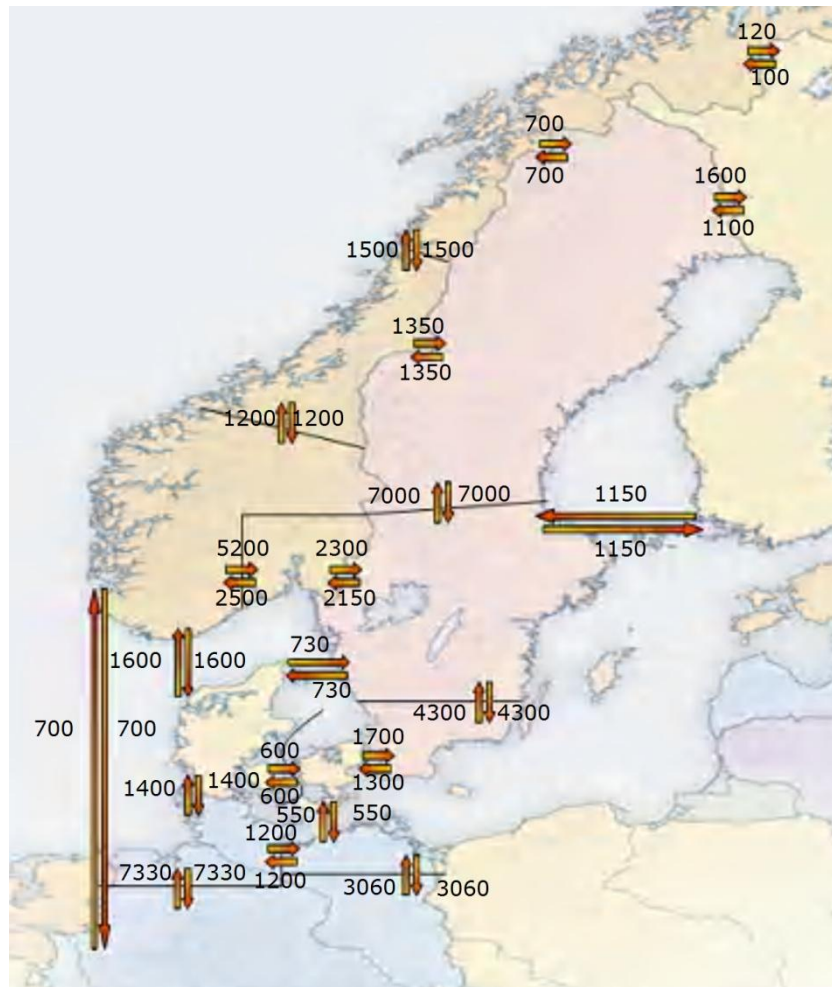
En stor del af fjernvarmemarkedet i Århus forsynes fra kraftvarmeanlæg, der kan levere både el og varme. Det har derfor stor betydning for optimering af anlæggenes drift, hvordan det omgivende elsystem udvikler sig frem mod 2030. Specielt er udviklingen i elprisen væsentlig.

Modelområde og transmissionsbegrænsninger

Balmorel modellen er i projektet sat op til at omfatte de nordiske lande og Tyskland. Således spiller driften i Århus sammen med alle de øvrige anlæg i dette område.

Det overordnede eltransmissionsnet er repræsenteret i modellen. Danmark er inddelt i 2 områder, Sverige i 3, Norge i 4 og Tyskland i 3. Der er ikke regnet med interne transmissionsbegrænsninger i Finland.

Det antages, at det nordiske transmissionsnet inden 2015 udbygges med de såkaldte prioriterede snit, som er Nordels prioriterede nye transmissionsforbindelser. Dette drejer sig blandt andet om Storebæltsforbindelsen, Skagerrak 4 og snit 4 i mellem Syd- og Mellemsverige (Sydvestlänken). Transmissionskapaciteten imellem områderne fremgår af nedenstående figur.

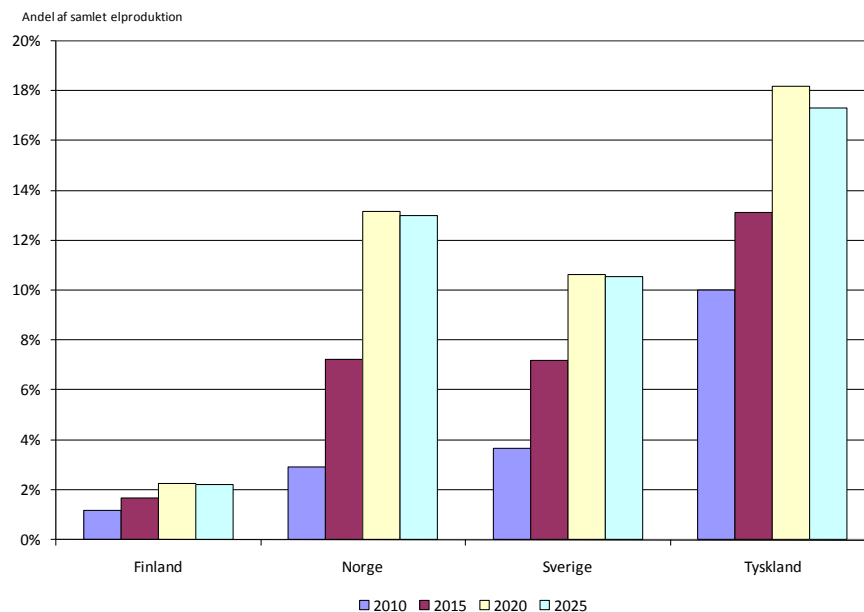


Figur 12: Eltransmissionskapaciteter i modellen. Beregningerne tager udgangspunkt i det nordiske system som beskrevet i Balmorel databasen, dog efter udbygningen af Nordels 5 prioriterede snit. Det tyske system tager udgangspunkt i EU projektet Wilmar's opdeling af det tyske net. Der er her foretaget en skønsmæssig forstærkning af forbindelsen fra Nordvesttyskland til det centrale område. Den svenske forbindelse til Polen er ikke medtaget.

Udbygning med produktionsanlæg

For det omgivende elsystem (uden for Århus) er det antaget, at en del af den nuværende termiske kapacitet skrottes og erstattes med ny kapacitet. Halvdelen af atomkraften på ca. 17.000 MW i Tyskland udfases, mens der i Sverige fortsat er atomkraft frem til 2030. I Finland er det antaget, at der etableres to nye A-kraftværker i perioden frem til 2030 – et anlæg på 1600 MW i 2010 og et tilsvarende i 2020.

Frem mod 2030 antages det, at der udbygges med betydelige mængder vindkraft i vores nabolande. Figur 13 viser udbygningen.



Figur 13: Forudsat vindkraftudbygning i landene omkring Danmark.

I Danmark udbygges vindkraften også frem mod 2030. Kapaciteten af vindkraft på land stiger til lidt under 3000 MW, mens der udbygges en del med vindkraft på havet. I 2030 er der 1160 MW havvind i Vestdanmark og 760 MW havvind i Østdanmark.

Produktionsanlæg i Århus området

I modellen er der inkluderet data for følgende produktionsanlæg i Århus området:

- Studstrupværket, blok 3
- Studstrupværket, blok 3 efter ombygning til træpiller
- Studstrupværket, blok 4
- Nyt flisværk, Skanderborg
- Affaldscenter Århus
- Renosyd - ny ovn
- Renosyd - gammel ovn
- Nordalim - overkskudsvarme
- Spidslastkedler

Data for anlæggene er baseret på oplæg til Klimavarmeplan Århus. Teknologidata kan ses i bilag 14.

Der er lagt 3 ugers revisionsperiode ind for alle anlæg i Århus. Derudover er der lagt tilfældige havarier ind for resten af året med en havarisandsynlighed på 5 %. Det betyder, at alle anlæg er ude ca. 10 % af året.

Vind-varmepumpe i Århus

Varmepumpen forudsættes at have en maksimal varmekapacitet på 150 MW og en COP på 2,8, hvilket betyder at varmepumpens maksimale effektforbrug ligger på 54 MW. Det antages, at der ikke er driftsbegrænsninger for varme-

pumpens reguleringsevne fra time til time, og varmepumpen har ikke nogen tvungen minimumsproduktion, hvorved den egner sig godt som reguleringsenhed i varmesystemet, såfremt varmepumpen er nettilsluttet. I den direkte tilsluttede løsning er varmepumpen koblet direkte på vindmøller med en maksimal elektrisk effekt på 54 MW, svarende til varmepumpes maksimale forbrug. Det er dog muligt at undlade at udnytte vindkraftproduktionen, hvilket kan være relevant ved lavt varmekonsum.

Elproduktionsanlæg i det øvrige Danmark

I bilag 14 er vist data for øvrige danske kraftværker, der indgår i modellen. Det fremgår, at der regnes med, at Studstrupværket i kondensdrift har en elvirkningsgrad, der er på højde med de fleste ældre (ca. 20 år eller ældre) kraftværker i Øst- og Vestdanmark. De nyere kraftværksblokke på Nordjyllandsværket, Skærbækværket og Avedøreværket har højere elvirkningsgrad.

Affaldsmængder for anlæg i Århus

Det antages, at en fast årlig mængde affald skal brændes i 2015 på Affaldscenter Århus og Renosyd. For Affaldscenter Århus anvendes en mængde på 226.000 ton (2484 TJ brændsel), mens der på Renosyd i Skanderborg skal afbrændes 60.000 ton (655 TJ brændsel) i 2015. Dette svarer til affaldsmængderne for 2006⁸.

Varmeforbrugets udvikling i fjernvarmesystemet i Århus

I 2015 er det forventede årlige varmebehov 11,93 PJ. Dette er baseret på vurderinger i Oplæg til Klimavarmeplan for Århus.

Brændsels- og CO₂ priser

Der er taget udgangspunkt i Energistyrelsens brændselsprisforudsætninger fra maj 2009, der igen er baseret på IEA prisfremskrivinger fra efteråret 2008. For biomasse har Energistyrelsen fået udarbejdet en analyse til at fastlægge priserne. IEA fremskriver ikke priser på biomasse.

Kr./GJ	2008*	2010	2015	2020	2025	2030
Kul	32,9	17,2	27,3	26,4	25,7	25,0
Naturgas	46,2	41,3	64,4	70,4	74,4	78,5
Fuelolie	57,8	49,3	72,2	78,7	83	87,5
Gasolie	102,0	86,7	127,6	139,2	146,9	154,8
Halm	36,7	40,4	45,6	46,4	47,5	48,5
Træflis	41,7	42,8	47,5	49,5	51,7	53,8
Træpiller	54,7	65	70,2	73	75,8	78,3

Tabel 7: Brændselspriser. (2007 kr.) for centrale kraftværker. * Priser for 2008 er statistik. I 2008 var regnskabsprisen for halm og kul på SSV 30,8 kr./GJ.

Også CO₂-priserne er baseret på Energistyrelsens forudsætninger fra maj 2009.

⁸ Der er for affaldsværker anvendt en standardiseret profil for udetider og revision. Øges affaldsmængderne på Affaldscenter Århus, vil værket ikke kunne afbrænde affaldsmængden.

Kr./ton	CO ₂ -pris
2008	164
2009	79
2010	103
2011	135
2012	176
2013 og frem	229

Tabel 8: CO₂-priser. (2007 kr.)

Alle ovenstående brændsels- og CO₂-priser er angivet i 2007-priser. Desuden anvendes et elproduktionstilskud på 150 kr./MWh til el produceret på biomasse. Dette tilskud antages at falde i faste priser med 2 % om året.

Afgifter

Der regnes med de afgifter, som blev vedtaget af folketinget i lov nr. 527 i juni 2009, og som gælder fra 1. januar 2010. Dette indebærer bl.a., at energi- og CO₂-afgifter stiger fra det gældende niveau, og at alle kraftvarmeanlæg anvender en afgiftsmæssig varmeeffektivitetsgrad på 125 %. I følgende tabel er opgjort de anvendte afgiftssatser (energi og CO₂) henholdsvis den fulde afgift på inputsiden, afgiften på varmesiden, der betales ved kraftvarme, og afgift på kedler i forbindelse med kraftvarme.

	Energi og CO ₂ afgift for ren varmeproduktion (kr./GJ input)	Afgift på varmeproduktion fra KV-anlæg (kr./GJ varme)	Energi og CO ₂ afgift på kedler, som ejes af KV-producenten (kr./GJ varme)
Gas	64,8	51,9	56,7
Kul	70,6	56,5	56,7
Fuelolie	68,4	54,7	56,7
Gasolie	67,3	53,9	56,7
El	180,8		56,7

Tabel 9: Energi og CO₂ afgifter anvendt i beregningerne for 2015 (2009 kr.). Afgifterne for ren varmeproduktion er kun relevante såfremt ejeren af varmeanlægget ikke ejer kraftvarmekapacitet i samme varmesystem.

8 Resultater – drift i varmesystemet

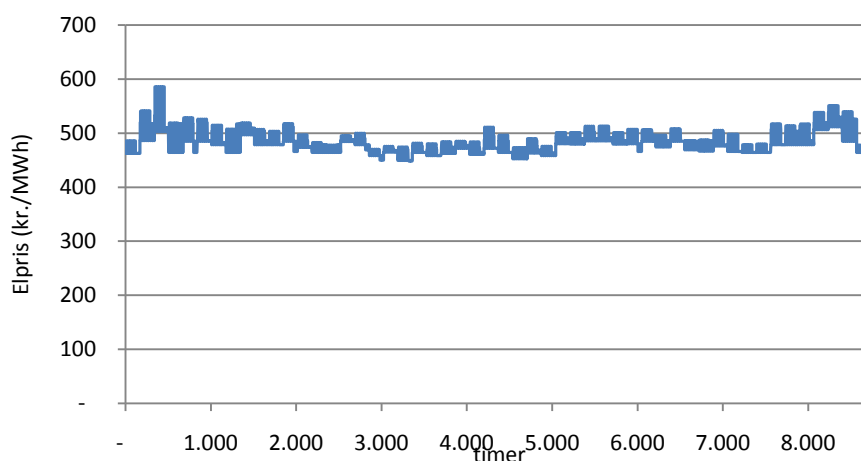
I det følgende præsenteres resultaterne for de seks scenarier for varmesystemet i Århus. Indledningsvis præsenteres resultater for det samlede elsystem, som har betydning for produktionsanlæggene i Århus.

8.1 Elsystemet i 2015

Elproduktionen i Århus har kun marginal indflydelse på elpriserne i det samlede system, og elpriserne bliver derfor praktisk talt ens i de seks scenarier. Figur 14 viser elprisernes variation henover året, og der fremgår et tidsvægtet gennemsnit på 489 kr/MWh. De viste priser gælder for Vestdanmark og er et udtryk for den marginale elproduktionspris og svarer derfor til spotprisen i Århus såfremt der ville være en fælles elbørs for hele systemet inklusive Tyskland.

Elprisen er højere end den har været historisk. Dette skyldes den forudsatte stigning i brændselspriser og særligt i CO₂-kvoteprisen, der er antaget at stige til 225 kr./ton i 2015.

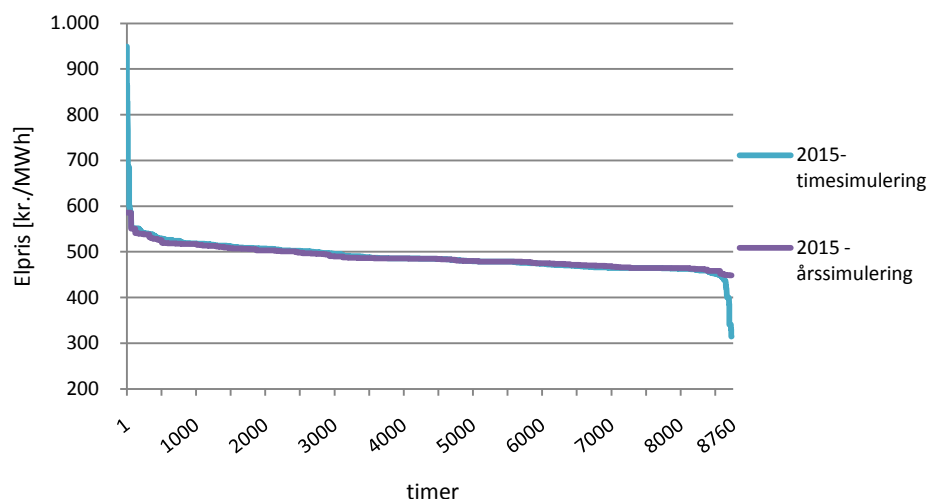
Til sammenligning har Energistyrelsen i deres seneste prisforudsætningsnotat opgivet en beregnet Nordpool pris på 447 kr./MWh uvægtet i 2007-priser. I 2009-priser svarer dette til 480 kr./MWh, når der anvendes tal for inflationen fra samme notat. Energistyrelsens elpris er lidt lavere end beregnet med Balmorel, hvilket kan skyldes forskellige forudsætninger på forskellige områder, herunder forudsætninger om elforbrugsudvikling, udbygning med elproduktions- og transmissionsanlæg, udveksling med udlandet (Energistyrelsen har ikke Tyskland med i deres model) og antagelser om tilgængelig vind- og vandkraftproduktion i Norden.



Figur 14 Elpriser i 2015 beregnet i Balmorel for Vestdanmark. Den tidsvægtede gennemsnitspris er beregnet til 489 DKK/MWh.

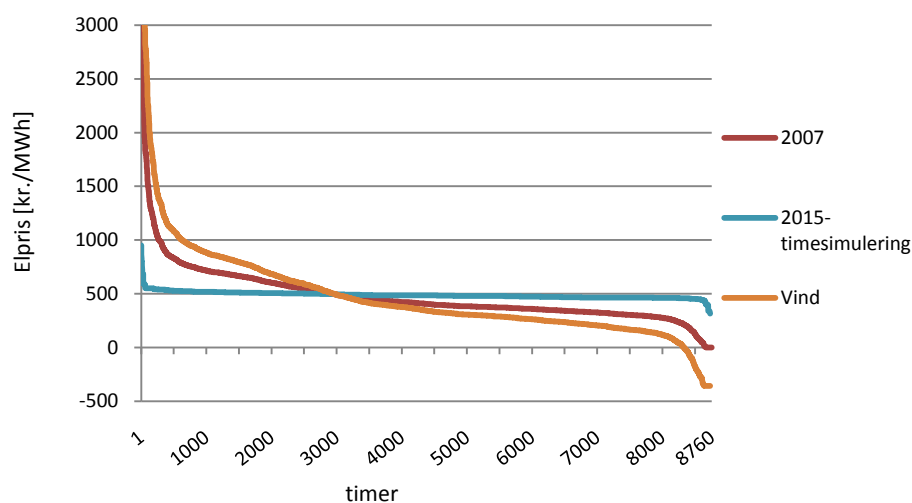
Den valgte tidsopløsning i beregningen har betydning for fordelingen af elpriserne, som kan illustreres ved varighedskurverne, der er vist på figur 15. Der er her også vist en varighedskurve for elpriserne, der er beregnet vha. af en time-

simulering af grundscenariet med kulfyring på SSV3. Som for årssimuleringerne gælder det, at varighedskurven er repræsentativ for alle scenarier. Det fremgår, at der er flere lave og høje elpriser i timesimuleringen, da de ekstreme timer med f.eks. lavt forbrug og høj vindkraftproduktion er bedre repræsenteret. Forskydningen af fordelingen er dog ikke stor nok til at betyde en væsentlig ændring af for eksempel driften på den nettilsluttede varmepumpen, da dette ville kræve væsentlig flere timer med en elpris på under 290 og 120 kr/MWh i hhv. A2 – kul/NV og A2 – træpiller/NV.



Figur 15: Varighedskurve for elpriserne i en årssimulering med 5 tidsafsnit pr. uge og en timesimulering. Derudover er varighedskurven for 2007-elpriser vist (justeret til en middelværdi på 489 kr./MWh) og en beregnet varighedskurve for et fiktivt vind-scenarie.

Fordelingen og dermed varighedskurven for elpriser er et omdiskuteret emne i forbindelse med analyser af fremtidige elpriser. Dette skyldes, at det forventes at meget vindkraft i det danske, nordiske og europæiske elsystem kan øgevariationen af elpriserne betydeligt, hvilket skyldes meget lave elpriser i perioder med meget vindkraft, mens priserne bliver høje i perioder med lidt elproduktion fra vindmøller. I sidste ende kan dette betyde at for eksempel varmepumper kan få væsentlige mere driftstid, selvom den gennemsnitlige elpris er uændret. Figur 16 viser derfor også en varighedskurve for elpriserne fra 2007, som er skaleret, således at middelværdien passer med den middelværdi der er fundet i modelberegningerne for 2015. 2007 havde sammenlignet med 2006 og 2008 er større variation i elpriserne, hvorfor det er valgt at vise priser for dette år. For at illustrere betydningen af en endnu større variation, er der tilføjet en varighedskurve for et tænkt vind-scenarie.



Figur 16: Varighedskurver for timesimuleringen for 2015, 2007-elpriserer (justeret til en middelværdi på 489 kr./MWh) og en beregnet varighedskurve for et fiktivt vind-scenarie.

Varighedskurven for vind-scenariet er fremkommet ved at trække middelværdien på 489 kr./MWh fra de justerede 2007-priser. Herefter ganges værdierne med en faktor $\sqrt{3}$, hvilket svarer til at tredoble variansen af elpriserne, og middelværdien lægges til igen. Resultatet viser en varighedskurve med større variation, og der er vist nøgletal for de forskellige varighedskurver på tabel 10. Det fremgår, at selv ved denne væsentligt forøgede varians på elpriserne vil der være under 1000 timer om året, hvor varmepumpen vil være konkurrencedygtig med Studstrupværket, når dette er fyret med træpiller. Ved kulfyring på Studstrupværket ville varmepumpen være konkurrencedygtig i godt 3000 timer.

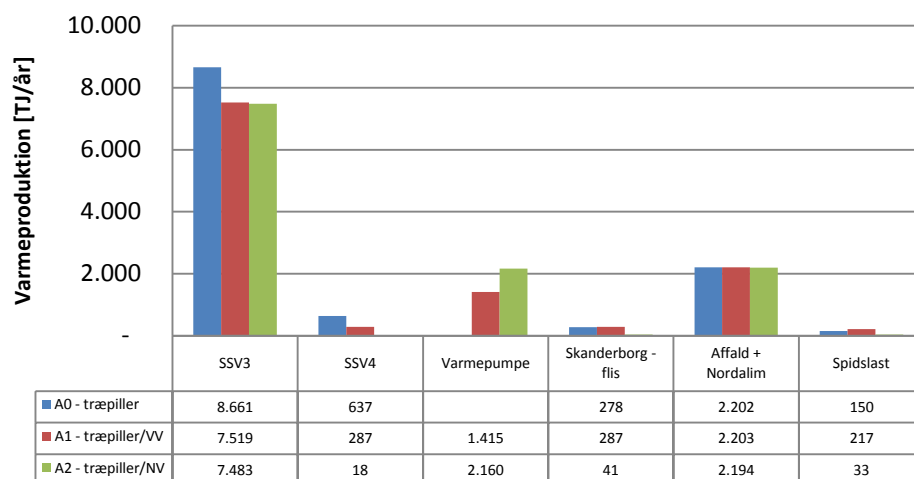
Kr./MWh	2007	2015	2015-timesimulering	Vind
Middel	265	488	488	488
Minimum	0	448	315	-357
Maksimum	7.704	586	950	24.231
Standardafvigelse	196	22	31	340
Antal timer < 290	944	0	0	3209
Antal timer < 120	251	0	0	745

Tabel 10: Nøgletal for skalerede historiske og modelberegnete elpriser, samt for elpriser med en øget spredning. Antallet af timer under 290 og 120 kr./MWh angiver, hvor mange timer varmepumpens marginale varmeproduktionspris er lavere end Studstrupværkets ved hhv. kul- og træpillefyrring.

Varmeproduktion

Figur 17 viser fordelingen af varmeproduktion i Århus i 2015 for de tre træpillescenarier. I grundscenariet producerer Studstrupværkets blok 3 for 8,7 PJ svarende til knap 73 % af den samlede varmeproduktion i Århus. Yderligere 2,2 PJ bliver produceret på Affaldscenteret, Renosyd samt via overskudsvarme fra Nordalim. Produktionen herfra er stort set uændret i alle scenarier idet der er forudsat et krav om den totale anvendte affaldsmængde. Modellen har dog mulighed for at optimere anvendelsen af affald på Renosyds ren varmeproducerende ovnlinie og den kraftvarmeproducerende ovnlinie, hvilket giver anled-

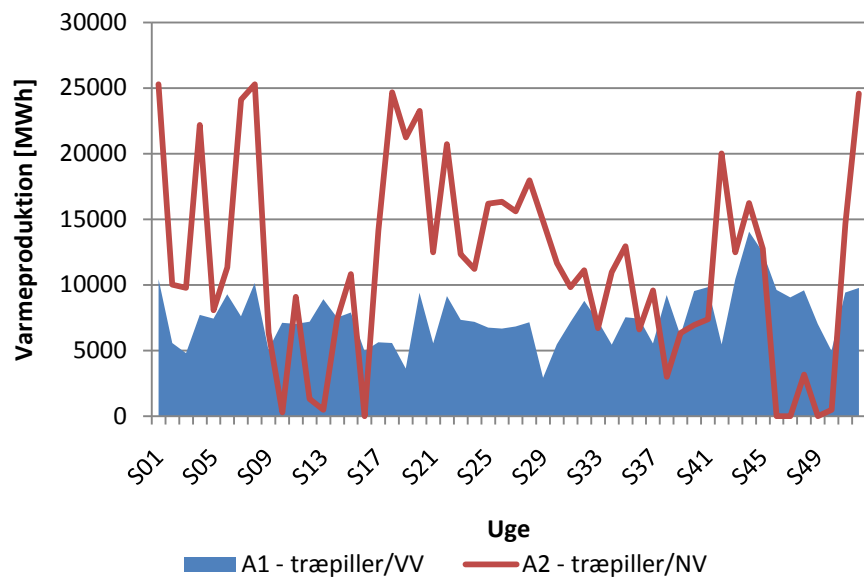
ning til de små differenser. Studstrupværkets blok 3's store andel af varmeproduktionen i forhold til blok 4 skyldes afgiftsfritagelsen for biomasse anvendt til varmeproduktion, samt eltilskudet til elproduktion baseret på biomasse.



Figur 17: Varmeproduktion i Århus i 2015 for træpillescenarierne. Den samlede årlige varmeproduktion er 11.929 TJ/år i alle scenarier.

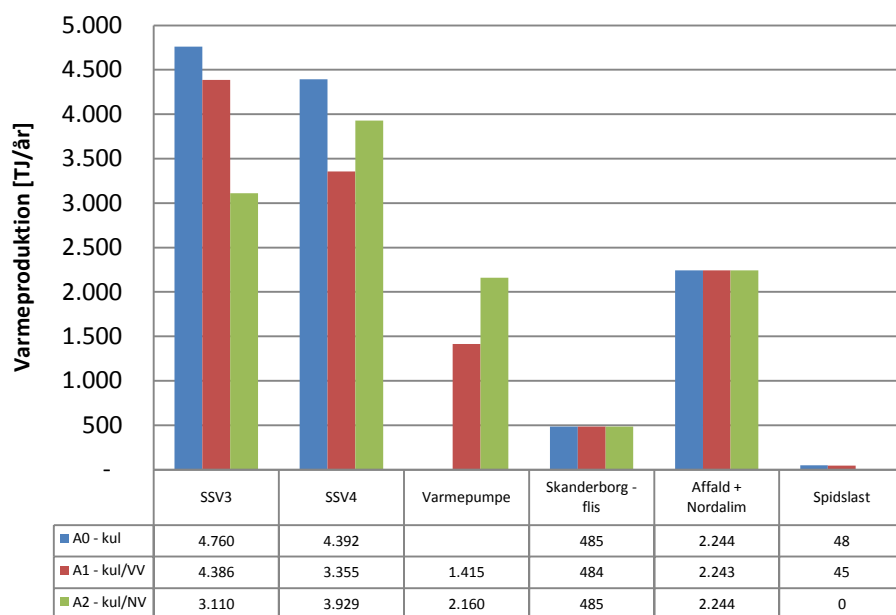
I VV-scenariet producerer varmepumpen 1,4 PJ pr. år, hvilket svarer til 2600 fuldlasttimer. Varmepumpen udnytter dermed den fulde elproduktion fra vindmøllerne. I NV-scenariet opfylder varmepumpen kravet om 4000 fuldlasttimer, hvilket giver en total varmeproduktion på 2,2 PJ pr. år. I begge tilfælde reduceres kraftvarmedriften på SSV3 og SSV4. SSV3 og SSV4 reducerer varmeproduktionen med hhv. 1,1 og 0,35 PJ i A1 – træpiller/VV, mens produktionen fra spidslast stiger lidt. Sidstnævnte skyldes, at varmeproduktionen fra varmepumpen følger vindkraftens produktionsprofil, og dermed i enkelte tilfælde kan fortrænge kraftvarmeproduktion på uønskede tidspunkter. Start- og stopomkostninger på Studstrupværket kan derfor betyde, at det er mere fordelagtigt at øge spidslastproduktionen i enkelte timer. I A2 – træpiller/NV reduceres kraftvarmedriften yderligere pga. varmepumpens øgede varmeproduktion, hvor det især er produktionen fra SSV4, flisværket i Skanderborg samt spidslastproduktionen, der reduceres.

Figur 18 viser varmepumpens produktion pr. uge henover året. Det fremgår at varmeproduktionen er relativt ligeligt fordelt i træpiller/VV-scenariet, idet varmepumpens produktion følger vindkraftprofilen. I træpiller/NV-scenariet er der langt større variation i varmepumpens produktion, men varmepumpen bidrager med relativt meget produktion både i sommer og vinterperioder.



Figur 18: Varmepumpens varmereproduktion fordelt henover året. X-aksen angiver ugerne som "S01" osv. En produktion på 25.200 MWh pr. uge svarer til maksimal produktion.

Figur 19 viser tilsvarende varmereproduktionen i Århus ved kulfyring på SSV3. Varmereproduktionen i dette scenarie er fordelt langt mere ligeligt imellem blokene på Studstrupværket, idet der nu anvendes samme hovedbrændsel på begge blokke. Samtidig er der en højere varmereproduktion fra flisværket i Skanderborg, som har en væsentlig afgiftsfordel overfor varmereproduktionen på Studstrupværket. Fordelingen af varmereproduktionen på de to blokke på Studstrupværket betyder at spidslast i højere grad kan undgås i forhold til træpillescenerierne. Ligesom i træpillescenerierne er det varmen fra Studstrupværket, der flyttes til varmepumpen.



Figur 19: Varmeproduktion i Århus i 2015 for kulscenarierne. Den samlede årlige varmereproduktion er 11.929 TJ/år i alle scenarier.

Elproduktion

De viste ændringer i varmereproduktionen, og især kraftvarmereproduktionen, har indflydelse på elproduktionen, hvilket er vist i tabel 11. Den samlede elproduktion på Studstrupværket ligger imellem 3,08 og 3,66 TWh/år, hvilket ligger en del over de 2,8 TWh, som værket har produceret i gennemsnit i perioden 2003-2007. Dette skyldes, at der med de relativt høje elpriser beregnes en del kondenselproduktion, svarende til mellem knap 2700 og 3500 fuldlasttimer i kondensdrift. I alt producerer begge blokke hver omkring 1,8 TWh ved kulfyrring på blok 3, mens den samlede produktion fra blokkene falder ved træpillefyrring på blok 3. Dette skyldes at blok 3 i store træk bevarer den samlede elproduktion under væsentlig forskydning imellem kondensel- og modtrykselproduktion. Som nævnt længere oppe betyder afgiftsfritagelse for varmereproduktion på blok 3 og ertilskuddet, at blok 3 prioriteres højere end blok 4, og derfor vælges til varmereproduktion, mens blok 4's varmereproduktions begrænses til spidslastperioder.

Elproduktion GWh/år	A0- træpiller	A1- træpiller/VV	A2- træpiller/NV	A0- kul	A1- kul/VV	A2- kul/NV
SSV3	1.890	1.869	1.861	1.874	1.823	1.781
Kraftvarmeel	1.374	1.193	1.187	755	696	493
Kondensel	516	677	674	1.119	1.128	1.288
SSV4	1.458	1.236	1.214	1.785	1.762	1.782
Kraftvarmeel	101	46	3	697	532	623
Kondensel	1.357	1.191	1.211	1.088	1.230	1.159
Affald	116	116	117	111	111	111
Kraftvarmeel	116	116	117	111	111	111

Tabel 11: Elproduktion i Århus i 2015 for træpillescenarierne og kulscenarierne. Elproduktion fra vindmøllerne i NV-scenarierne er ikke vist, men ligger på 140 GWh, svarende til 2600 fuldlasttimer.

Elproduktionen på blok 4 reduceres derimod i træpillescenarierne, da kondens-elproduktionen ikke kan udligne reduktionen af modtrykselproduktionen. Reduktion af modtrykselproduktionen kan påvirke kondenselproduktionen på to måder. For det første kan kondenselproduktionen øges når kraftvarmebindingen ophæves, hvilket er den grundlæggende tendens på blok 4. Samtidig kan der dog opstå situationer, hvor start og stopomkostninger forhindrer opstart af værket hvis dette alene skulle ske af hensyn til kondenselproduktionen, hvilket kan føre til mindre kondenselproduktion.

8.2 CO₂-emission

CO₂-emission i Århus

Ændringerne i både el- og varmeproduktionen har væsentlig betydning for CO₂-emissionen ved el- og varmeproduktionen. Indledende vises CO₂-emissionen forbundet med varmeproduktionen i Århus, men det er vigtigt at tage hensyn til CO₂-emissionen i det samlede område, som forklares længere nede. Effekten af vindmøllernes elproduktion i forhold til et øget elforbrug i elsystemet fremgår ikke af CO₂-udledningen forbundet med varmeproduktion alene, men gennemgås ligeledes længere nede.

Tabel 12 viser CO₂-emissionen forbundet med varmeproduktionen i Århus, opgjort efter merbrændselsmetoden. De to hovedtendenser er at øget drift på varmepumpen reducerer den direkte CO₂-emission forbundet med varmeproduktionen væsentligt, hvilket skyldes at varmepumpens elforbrug her ikke pålægges en CO₂-emission. Den anden hovedtendens er, at træpillefyring på Studstrupværkets blok 3 væsentligt reducerer den samlede CO₂-emission, idet en stor del af den kulbaserede kraftvarmeproduktion på både blok 3 og blok 4 erstattes med CO₂-neutral kraftvarmeproduktion på biomasse. I A0 – træpillescenariet er den samlede CO₂-emission således på ca. 119 kilotons pr. år, mens den ligger på 441 kilotons pr. år i A0-kul-scenariet. Derudover er der i træpillescenarierne en øget CO₂-udledning fra olie, hvilket hidrører fra en øget mængde spidslastproduktion.

CO ₂ (kilotons/år)	A0- træpiller	A1- træpiller/VV	A2- træpiller/NV	A0- kul	A1- kul/VV	A2- kul/NV
Kul	22	10	1	352	292	263
Olie	12	18	3	4	4	0
Affald	84	84	84	85	85	85
Sum	119	113	88	441	381	348

Tabel 12: CO₂-emissionen forbundet med varmeproduktionen i Århus i 2015 angivet i kilotons pr. år og delt op på kilde-brændslet. CO₂-udslippet er beregnet efter merbrændselsprincippet, og tager ikke højde for CO₂-emissioner forbundet med varmepumpens elforbrug.

I A1-træpille/VV-scenariet og A2-træpille/NV-scenariet medfører varmepumpen en reduktion i CO₂-udledningerne på hhv. 6 og 31 kilotons pr. år i forhold til grundscenariet. Dette svarer til en besparelse hhv. 4,24 kg/GJ og 14,4 kg/GJ målt i forhold til varmepumpens varmeproduktion. Denne forskel i varmepumpens CO₂-effekt skyldes de forskellige muligheder for at fortrænge den relative dyre spidslastproduktion, som ydermere er forbundet med en relativ stor CO₂-udledning.

I A1-kul/VV og A1-kul/NV-scenariet reducerer varmepumpen CO₂-udledningen med hhv. 60 og 93 kilotons pr. år i forhold til grundscenariet med kul på Studstrupværkets blok 3. Varmepumpen har dermed en væsentlig større effekt på CO₂-udledning i kulscenarierne, hvilket skyldes at varmen flyttes fra kulbaseret kraftvarmeproduktion til varmepumpen. Målt i forhold til varmepumpens varmeproduktion er reduktionen på hhv. 42,4 og 43,1 kg/GJ. I forhold til træpillescenarierne har varmepumpen her ikke i samme grad mulighed for at fortrænge oliebaseret spidslastproduktion, hvilket betyder at der ikke er samme markante fordel ved NV-scenariet.

CO₂-emissioner i omverden

For at vurdere varmepumpens CO₂-effekt er det ikke tilstrækkeligt at analysere CO₂-emissionen i Århus, hvilket har følgende årsager

- Varmepumpen introducer et øget elforbrug i elsystemet, der medfører ændrede CO₂-emissioner
- Varmepumpen fortrænger kraftvarmebaseret elproduktion som erstattes af elproduktion andre steder i systemet

Derudover har kvotesystemet indflydelse på CO₂-udledningerne, hvilket gennemgås længere nede.

Tabel 13 viser CO₂-emissionen delt op på landeniveau, og det fremgår, at den samlede CO₂-emission kun falder i ét tilfælde, som er A1-kul/VV scenariet. I dette scenario erstatter varmepumpen kraftvarmeproduceret el på kul, samtidig med at dens elforbrug forsynes fra vindmøllerne. Dette medfører en omfordeling af elproduktionen til mere elproduktion i kondensdrift i Danmark, hvilket på Studstrupværket betyder at elproduktionen er forbundet med en mindre CO₂-udledning pr. MWh, idet kondenselvirkningsgraden er højere end modtrykkelvirkningsgraden. Da varmen i stedet produceres CO₂-frit har dette en samlet positiv effekt på CO₂-udledningen. I A2-kul/NV-scenariet fører varmepumpens

elforbrug til en højere CO₂-udledning, hvilket skyldes at det ekstra elforbrug produceres på fossilt fyrede kraftværker. Forøgelsen af CO₂-emissionen svarer til godt 350 kg/MWh el, hvilket ligger under Energistyrelsens forventninger om CO₂-udledningen ved marginal kondenselproduktion i Danmark på 722 kg/MWh i 2015. Dette skyldes at varmepumpen ikke blot øger elforbruget, men samtidig producerer varme, og på den måde afdæmper den negative effekt.

Land	A0-træpiller	A1-træpiller/VV	A2-træpiller/NV	A0-kul	A1-kul/VV	A2-kul/NV
Danmark	21.690	21.646	21.716	23.425	23.395	23.437
Finland	16.515	16.514	16.536	16.511	16.509	16.515
Norge	1.479	1.480	1.481	1.480	1.480	1.481
Sverige	5.085	5.088	5.087	5.082	5.084	5.087
Tyskland	335.437	335.574	335.597	335.317	335.299	335.371
Sum	380.206	380.302	380.418	381.816	381.767	381.891
Difference		96	212		-49	75

Tabel 13 Den samlede CO₂-emission fra el- og fjernvarmeproduktion i Norden og Tyskland i 2015 angivet i kilotons pr. år og delt op landniveau. Differensen angiver forskellen ift. det respektive grundscenarie (A0-scenariene). Denne er desuden illustreret på figur 20

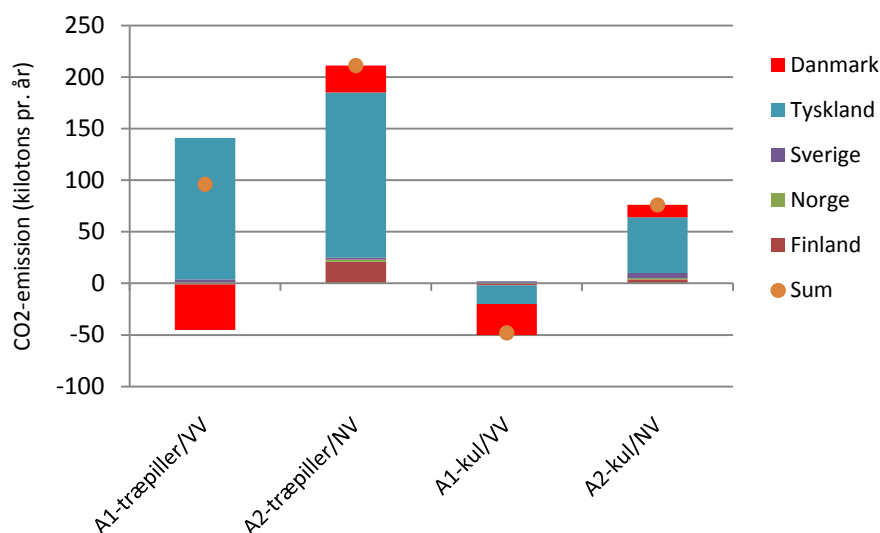
Varmepumpens CO₂-effekt falder dårligere ud i træpillescenariene, hvilket skyldes at varmepumpen her fortrænger biomassebaseret modtrykselproduktion, som erstattes af kondenselproduktion baseret på fossile brændsler. Effekten af dette ses især på den samlede CO₂-udledning i Tyskland. Selv i A1-træpiller/VV-scenariet, hvor varmepumpens elforbrug produceres af vindmøllerne, stiger den samlede CO₂-udledning fordi Studstrupværkets CO₂-neutrale elproduktion reduceres som følge af reduceret kraftvarmedrift. I kondensdrift har træpiller ikke samme afgiftsfordel overfor fossile brændsler som ved kraftvarmedrift, og Studstrupværket den biomassebaserede modtrykselproduktion erstattes derfor ikke af biomassebaseret kondenselproduktion.

I træpiller/NV-scenariet øges varmepumpens indflydelse på CO₂-effekten yderligere, idet der fortrænges mere biomassebaseret kraftvarmeproduktion på Studstrupværket, samtidig med at det ekstra elforbrug fra varmepumpen må produceres på andre kraftværker, baseret på fossilt brændstof. Forøgelsen af CO₂-emissionen svarer i dette scenarie til 890 kg/MWh elforbrug.

Hvis varmepumpens COP ville forøges, ville CO₂-effekten for den nettilsluttede varmepumpe forbedres, idet der anvendes mindre el til samme mængde varmeproduktion. I de direkte forbundne løsninger ville en forhøjet COP ikke direkte have indflydelse på den viste betydning for CO₂-emissionen, idet elforbruget kan regnes for at være CO₂-neutralt.

I de gennemførte beregninger er træpiller ikke en begrænset ressource, idet træpiller antages at kunne blive handlet på et internationalt marked. Dette betyder at det fortrængte forbrug af træpiller på Studstrupværket ikke erstattes af et forbrug af træpiller andre steder i el- og varmesystemet. Hvis brugen af træ-

piller i Danmark var hæmmet af ressource- eller kapacitetsbegrænsninger i markedet, ville en reduktion af træpilleforbruget på Studstrupværket kunne resultere i et øget forbrug andre steder, hvor træpillerne vil kunne erstatte et fossilt brændsel. Dette ville reducere den negative CO₂-effekt af at fortrænge træpiller.



Figur 20: Forskel i den samlede CO₂-emission fra el- og fjernvarmeproduktion i Norden og Tyskland i 2015 angivet i kilotons pr. år i forhold til de respektive grundscenarier (A0-scenarier)

CO₂-kvotesystemet

Foroven er de umiddelbare fysiske CO₂-udslip i det samlede el- og varmesystem i modellen beskrevet uden hensyntagen til loftet for CO₂-emissionen. CO₂-kvotesystemet betyder imidlertid, at et øget elforbrug på kort sigt ikke medfører øgede CO₂-udslip i det samlede europæiske system. Dette skyldes, at der er lagt et loft over det samlede CO₂-udslip, og et forøget elforbrug vil derfor resultere i højere kvotepriser, som medfører CO₂-besparelse andre steder. Modsat vil et lavere elforbrug heller ikke medføre reduktioner i CO₂-udslippet, men i stedet betyde billigere CO₂-kvoter, og dermed øgede CO₂-emissioner andre steder i systemet. På kort sigt vil varmepumpen derfor under hensyntagen til kvotesystemet ikke have negative konsekvenser. På længere sigt vil varmepumpens effekt derimod betyde, at bliver sværere at fastlægge et lavere loft for det totale udslip, idet udgangspunktet vil være højere. Det afgørende spørgsmål for varmepumpens CO₂-effekt er derfor om det er muligt at integrere varmepumpen i elsystemet på en måde der sikrer, at varmepumpens elforbrug bliver opfyldt vha. vedvarende energikilder, samt om varmepumpen har afgørende betydning for om der kan integreres øgede mængder VE i elsystemet.

Det skal bemærkes, at den positive CO₂-effekt af ombygning af Studstrupværket til træpiller ligeledes vil blive opvejet af CO₂-kvotesystemet effekter på kort sigt. CO₂-reduktionen ville her medføre billigere CO₂-kvoter, og dermed øget udslip andetsteds i systemet.

8.3 Økonomi

I det følgende beskrives de økonomiske konsekvenser for selskabs- og samfundsøkonomi for de forskellige vind-varmepumpe-løsninger.

Varmeproduktionsomkostninger

I nedenstående tabel ses den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning per værk for hele 2015. I beregningen er alle variable omkostninger, dvs. brændsler, CO₂-kvoter, afgifter og variabel drift og vedligehold (D&V) fratrukket kraftvarme-elsalget medtaget. Der er ikke i varmeprisen indregnet kapitalomkostninger eller faste D&V-omkostninger. Endvidere er der ikke indregnet evt. udgifter og indtægter ved kondensproduktion på anlægget. For Studstrupværket er de variable D&V ca. 2 øre/kWh el, for Flisvarmeanlæg er variabel D&V ca. 6 kr./GJvarme, mens variabel D&V er ca. 2,5 kr./GJ varme for spidslast og ca. 5,5 kr./GJ for varmepumpen.

Kr./GJ	A0-træpiller	A1-træpiller/VV	A2-træpiller/NV	A0-kul	A1-kul/VV	A2-kul/NV
SSV3	41	41	40	75	72	70
SSV4	50	49	47	72	71	71
Flisvarmeanlæg	56	56	56	56	56	56
Spidslast	163	163	163	163	163	163
Varmepumpe			120			119

Tabel 14 Variable varmeproduktionsomkostninger pr. anlæg opgjort i kr./GJ

I træpillescenarierne ligger flisvarmeanlæggets omkostning over Studstrupværkets, mens den ligger under i kulscenarierne, hvilket skyldes afgiftsfordelen når der anvendes kul på Studstrupværket. Blok 4's lave omkostning i træpillescenarierne er ikke reel, men skyldes modelberegningernes diskretisering af varmeafgifternes fordeling på halm og kul til varmeproduktion. Blok 4 har i disse scenarier en meget lav varmeproduktion, hvorfor unøjagtigheden i diskretiseringen bliver tydelig.

Varmepumpen har en varmeproduktionsomkostning omkring 120 kr./GJ i NV-scenarierne, hvorimod der ikke er vist en omkostning i VV-scenarierne, da der her reelt kun opstår D&V-omkostninger. Det ses tydeligt at varmepumpen ikke er konkurrencedygtig i langt de fleste timer, pga. den høje produktionsomkostning. I NV-scenarierne er der stillet krav om 4000 fuldlasttimer for varmepumpen og i modelberegningerne er det nødvendige tilskud for at sikre denne driftstid beregnet. I træpiller/NV og kul/NV-scenariet er tilskuddet opgjort til hhv. 76 og 38 kr./GJ. Forskellen skyldes den alternative varmeproduktion som varmepumpen fortrækker. I træpillescenariet konkurrer varmepumpen med biomasse på Studstrupværket, som har en lavere varmeproduktionsomkostning end kulfyring på Studstrupværket. I træpillescenariet svarer tilskuddet til en fuld afgiftsfritagelse.

Samlet driftsøkonomi

Tabel 15 viser den årlige driftsøkonomi for kraftvarmesystemet i Århus, hvor der er medtaget samtlige variable omkostninger, mens faste driftsomkostninger og kapitalomkostninger ikke er medtaget. Det fremgår, at det generelle om-

kostningsniveau er væsentligt lavere i træpillescenarierne end i kulscenarierne, hvilket også blev vist i projekt *Ombygning af Studstrupværkets blok 3 til træpillefyring* (5). Den store omkostningsforskel skyldes især besparelser på energiafgifter og CO₂-omkostninger på Studstrupværket, som er den primære varmekilde i alle scenarier.

(mio. kr./år)		A0-træpiller	A1-træpiller/VV	A2-træpiller/NV	A0 - kul	A1 - kul/VV	A2 - kul/NV
Brændsler	Kondens	481	486	488	528	565	587
	Kraftvarme	1.192	1.030	985	532	459	419
D&V	Kondens	42	42	42	49	52	54
	Kraftvarme	61	57	55	62	58	56
CO₂	Kondens	333	326	329	420	450	467
	Kraftvarme	49	39	26	370	312	282
Eltilskud	Kondens	-20	-25	-25	-0	0	0
	Kraftvarme	-193	-166	-164	-18	-18	-18
Varmeafgift		42	30	129	476	397	477
Emissionsafg.	(ekskl. CO ₂)	82	76	74	91	88	86
Nettarif		-	-	28	-	-	28
Elsalg	Kondens	-935	-935	-944	-1.102	-1.176	-1.217
	Kraftvarme	-782	-669	-649	-768	-660	-610
Elindkøb		0	0	103	0	0	101
Total		352	293	478	640	526	715

Tabel 15 Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus opgjort i mio. kr/år, på baggrund af beregningen for 2015. Omkostninger forbundet med affaldsforbrænding og udnyttelse af overskudsvarme er ikke medtaget.

På tabel 16 ses de samlede omkostninger for A1 og A2-scenarierne, opgjort som forskelle i forhold til de respektive grundscenarier, hvor positive værdier angiver besparelser i forhold til grundscenariet, mens negative værdier angiver merudgifter. Det fremgår, at der kan opnås besparelser på ca. 60 og ca. 114 mio. kr/år i hhv. træpiller/VV- og kul/VV-scenarierne. I træpiller/VV-scenariet skyldes besparelserne især reducerede udgifter til brændsler i kraftvarmedrift, som overstiger faldet i indtægter fra elsalg. Andre besparelser hidrører fra reducerede CO₂-udgifter og varmeafgifter. I det tilsvarende kul-scenarie er brændselsbesparelserne mindre, da der især erstattes det billigere brændsel kul. Til gengæld falder de samlede udgifter til varmeafgifter, samtidig med at indtægterne fra kondensproduktion stiger.

Begge NV-scenarier viser sig at være forbundet med merudgifter, på trods af at der kun ses på de variable driftsomkostninger. For begge scenarier skyldes det især en reduktion i indtægterne fra kraftvarmebaseret elproduktion, samt udgifter til varmepumpens elforbrug. I træpiller/NV-scenariet kommer hertil forøgede varmeafgifter, idet der erstattes afgiftsfri varmeproduktion fra træpiller med afgiftsbelagt varmeproduktion fra varmepumpen. De samlede merudgifter i træpiller/NV-scenariet løber op til ca. 126 mio. kr./år, mens de ligger på ca. 74

mio. kr./år i kul/NV-scenariet. Det skal bemærkes at NV-scenarierne ikke drager fordel af elproduktionen fra vindmøller, som VV-scenarierne gør. Hvis der ville opføres nettilsluttede vindmøller ville disse opnå en samlet årlig indtjening på ca. 100 mio. kr.⁹, hvilket ville betyde at kul/NV-scenariet ville få en nettofordel i forhold til grundscenariet, mens nettofordelen stadig er negativ for træpiller/nv-scenariet.

I bilag 15 er økonomien vist opdelt på de enkelte anlæg i Århus' kraftvarmesystem, hvilket illustrerer at økonomien på Studstrupværket udgør den største del af den samlede økonomi. I A1-scenarierne, er det hovedsageligt besparelser på brændselsudgifter på Studstrupværket, der dominerer den samlede økonomi sammenlignet med grundscenarierne. I A2-scenarierne er den største faktor merudgifterne til driften af varmepumpen i forhold til grundscenarierne uden varmepumpe. De samlede driftsudgifter for den nettilsluttede varmepumpe er ca. 260 mio. kr./år. Til sammenligning er de samlede udgifter på Studstrupværkets blok 3 i træpillescenariet kun ca. 20 mio. kr. højere, mens blokken står for en varmeproduktion, der er ca. 3,5 gange større end varmepumpens.

⁹ Regnet ud på baggrund af den samme gennemsnitlige elpris tilsvarende vindmøller opnår i modelberegningerne (485 kr./MWh), et tilskud på 250 kr./MWh, en installeret effekt på 54 MW og 2600 årlige fuldlastimer.

(mio. kr./år)		A1- træpil- ler/VV	A2- træpil- ler/NV	A1 - kul/VV	A2 - kul/NV
Brændsler	Kondens	-6	-7	-37	-59
	Kraftvarme	162	207	73	113
Var. D&V	Kondens	0	0	-3	-5
	Kraftvarme	4	6	4	6
CO₂	Kondens	7	4	-30	-47
	Kraftvarme	10	23	58	88
Eltilskud	Kondens	5	5	0	0
	Kraftvarme	-27	-28	0	0
Varmeafgift		12	-87	80	0
Emissionsafg.	(ekskl. CO ₂)	6	8	3	4
Nettarif		-	-28	-	-28
Elsalg	Kondens	0	10	74	115
	Kraftvarme	-113	-133	-108	-158
Elindkøb		0	-103	0	-101
Total		60	-126	114	-74
Fast D & V		-8	-1	-8	-1
Kapitalomkostning		-72	-33	-72	-33
Samlet resultat		-20	-161	34	-109
Intern rente		-	-	7,69%	-

Tabel 16: Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus opgjort i mio. kr/år, på baggrund af beregningen for 2015. Positive værdier angiver besparelser og negative værdier angiver merudgifter. Nederste del af tabellen viser de økonomiske forskelle inkl. faste omkostninger til D & V, samt kapitalomkostninger, som er beregnet på baggrund af 20 års levetid og en realrente på 3 %

Projektøkonomi

Tabel 16 viser ved siden af de variable driftsøkonomiske forskelle ift. grundscenariet også forskellene i den samlede økonomi under hensyntagen til faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger samt kapitalomkostninger. Investeringsomkostninger stammer fra resultater fra projektet "VindVarme - Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper" (1), og er vist i tabel 17. Som følge af den nærmere kvalificering i skitseprojektet er de viste tal lettere justeret og detaljeret i forhold til de oprindelige estimater fra Klimavarmeplanen for Århus (3), hvor den samlede vind-varmepumpen var estimeret til 1.011 mio. kr. Begrundelsen for forskellen i omkostningerne for den direkte tilsluttede vind-varmepumpe og de nettilsluttede varmepumper og vindmøller skal findes i nettilslutningsomkostningerne, hvor vindmøllerne modtager et tilskud ved nettilslutning. De samfundsøkonomiske investeringsomkostninger er derfor 1.067 mio. kr. i begge tilfælde. I praksis er det sandsynligt, at der kan opnås besparelser, når vindmøller og varmepumper kan placeres uafhængigt af hinanden, hvilket der ikke er taget hensyn til i de viste omkostninger. Endvidere er ekstra omkostninger til styringsteknik ved ren ø-drift af vind-varmepumpen ikke vurderet.

	VV - VindVarmepumpe (150 MW _{varme})		NV - Varmepumpe (150 MW _{varme})		VNV – Nettilsluttet vindmøller og varme- pumpe (150 MW _{varme})	
	mio. kr./MW	mio. kr.	mio. kr./MW	mio. kr.	mio. kr./MW	mio. kr.
Vind- møller	10,0	540	-	-	10,0	540
Varme- pumpe	3,2	480	3,2	480	3,2	480
Net- tilslutning	0,9	47	0,3	17	0,5	27
Total	14,1	1.067	3,5	497	13,7	1.047

Tabel 17: Investeringsomkostning for forskellige løsninger af vind-varmepumpen. Værdierne er beregnet på baggrund af oplysninger i *skitseprojektet* (1)

Ved en realrente på 3 % viser kun kul/VV-scenariet et positivt samlet resultat, og den interne rente ved en 20-årig levetid bliver i dette tilfælde 7,7 %. Træpiller/VV scenariet viser også en positiv intern rente, men et negativt samlet resultat, idet den interne rente er mindre end den forudsatte udlånsrente. Hvis der i NV/-scenariet samtidig investeres i nettilsluttede vindmøller vil det årlige resultat blive -101 mio. kr./år og -49 mio. kr./år i hhv. træpille- og kulscenariet. Resultatet bliver altså forbedret i forhold til NV-scenariet, hvilket dog alene skyldes at vindmøllerne isoleret set har en positiv projektøkonomi.

Samfundsøkonomi

Foroven er de samlede selskabsøkonomiske konsekvenser beregnet, og det viser sig at varmepumpen opnår bedre driftsøkonomi hvis den er direkte tilsluttet vindmøllerne. Denne løsning vil medføre yderligere installationsomkostninger (bl.a. til styring), som i praksis skulle finansieres af fordelen der opnås pga. afgiftsfordelen mht. til betaling af varmeafgifter og nettariffer. Det er derfor værd at betragte samfundsøkonomien, når der ses bort fra afgifter og tilskud. Tabel 18 viser den samfundsmæssige driftsøkonomi for de seks scenarier, hvor afgifter og tilskud ikke er medtaget, men derimod er alle faktorpriser multipliceret med en nettoafgiftsfaktor på 1,17, og der er beregnet skatteforvridningstab. Udgifter forbundet med CO₂-udledning medtages i beregningerne, idet det forudsættes, at udgifterne svarer til de samfundsøkonomiske skadesomkostninger forbundet med udledningen. Dette svarer til principperne i Energistyrelsens vejledning på området. Beregningerne er kun gennemført for fjernvarmesystemet i Århus, men siden elsalg og elindkøb er medtaget i beregningerne, er der taget hensyn til vekselvirkningen med omverdenen. Dette gælder også den tidligere beskrevne øgede CO₂-udledning i omverdenen, som er internaliseret i elprisen, som varmepumpen betaler for elforbruget.

De samfundsøkonomiske beregninger viser, at træpillescenariet, der havde de mindste selskabsøkonomiske samlede omkostninger, har de største samfundsøkonomiske omkostninger i forhold til kulscenariet. Dette er en følge af de afgiftsmæssige fordele og eltilskud, som ikke er medtaget i de samfundsøkonomiske beregninger. Sammenlignet med træpillescenariet, har kulscenariet mindre udgifter til brændsler og flere indtægter fra især kondensproduktionen, hvilket tilsammen overstiger merudgifterne forbundet med CO₂-udledningen.

(mio. kr./år)		A0-træpiller	A1-træpiller/VV	A2-træpiller/NV	A0 - kul	A1 - kul/VV	A2 - kul/NV
Brændsler	Kondens	563	569	571	618	661	687
	Kraftvarme	1.395	1.205	1.153	622	537	490
D&V	Kondens	49	49	49	57	61	63
	Kraftvarme	72	67	64	73	68	66
CO₂	Kondens	390	382	385	492	526	547
	Kraftvarme	58	45	30	433	365	330
Elsalg	Kondens	-1.094	-1.093	-1.105	-1.289	-1.376	-1.424
	Kraftvarme	-915	-783	-759	-898	-772	-713
Elindkøb		0	-0	121	-0	-0	119
Skatteforvridningstab			-1	-31		19	-6
Total		516	440	478	106	89	159

Tabel 18 Samlet samfundsøkonomi for kraftvarmesystemet i Århus opgjort i mio. kr/år, på baggrund af beregningen for 2015. Omkostninger forbundet med affaldsforbrænding og udnyttelse af overskudsvarme er ikke medtaget.

På tabel 19 er forskellen for A1- og A2-scenarierne opgjort i forhold til de respektive grundscenarier. Det ses, at træpillescenarierne viser størst samfundsøkonomisk fordel i forhold til deres referencescenarie, mens det alene er A2-kul/NV-scenariet der viser større samfundsøkonomiske udgifter i forhold til A0-kul-scenariet. Træpillescenariernes relativ positive økonomi skyldes besparelse på brændsler til kraftvarmedrift, der hovedsageligt hidrører fra mindre kraftvarmedrift på træpiller på Studstrupværket. Samfundsøkonomisk viser både den direkte tilsluttede varmepumpe og den nettilsluttede varmepumpe dermed bedre økonomi end selskabøkonomisk. I kulscenarierne spares der især på kul, som er billigere end træpiller. Det ses desuden, at forskellen imellem NV-scenarierne og VV scenarierne er mindre i de samfundsøkonomiske beregninger end i de selskabsøkonomiske. Det skal dog bemærkes at der ikke er opført vindmøller i NV-scenarierne. Hvis det antages at der opføres nettilsluttede vindmøller, ville disse bidrage med en samfundsøkonomisk fordel på de variable omkostninger i forhold til grundscenarierne på godt 70 mio. kr./år¹⁰.

¹⁰ Regnet ud på baggrund af den samme gennemsnitlige elpris tilsvarende vindmøller opnår i modelberegningerne (485 kr./MWh), en installeret effekt på 54 MW og 2600 årlige fuldlasttimer. Der er set bort fra variable D & V omkostninger.

(mio. kr./år)		A1-træpiller/VV	A2-træpiller/NV	A1 - kul/VV	A2 - kul/NV
Brændsler	Kondens	-7	-8	-44	-69
	Kraftvarme	189	242	86	132
D&V	Kondens	0	-0	-4	-6
	Kraftvarme	5	7	5	7
CO₂	Kondens	8	5	-35	-55
	Kraftvarme	12	27	68	103
Elsalg	Kondens	-0	11	87	134
	Kraftvarme	-133	-156	-127	-185
Elindkøb		0	-121	0	-119
Skatteforvridningstab		1	31	-19	6
Total		76	38	17	-53
Fast D & V		-9	-2	-9	-2
Kapitalomkostning		-72	-33	-72	-33
Samlet resultat		-5	3	-64	-88
Intern rente		2,30%	3,46%	-	-

Tabel 19 Samlet samfundsøkonomi for kraftvarmesystemet i Århus opgjort i mio. kr/år, på baggrund af beregningen for 2015. Nederste del af tabellen viser de økonomiske forskelle inkl. faste omkostninger til D & V, samt kapitalomkostninger, som er beregnet på baggrund af 20 års levetid og en realrente på 3 %

Også for de samfundsøkonomiske beregninger er den samlede projektøkonomi illustreret vha. et samlet resultat og en intern rente. Træpillescenarierne viser i dette tilfælde et positivt samlet resultat og en intern rente på omkring 2 til 3 %. Dermed kan varmepumpen samfundsøkonomisk anses for at være ca. ligeværdigt sammenlignet med en situation uden varmepumpe. Hvis der i træpille/NV-scenariet samtidig ville blive investeret i vindmøller, vil vindmøllernes isoleret set positive projektøkonomi hæve det årlige resultat til 28 mio. kr./år.

8.4 Følsomhedsanalyser og fremtidsudsigter mod 2030

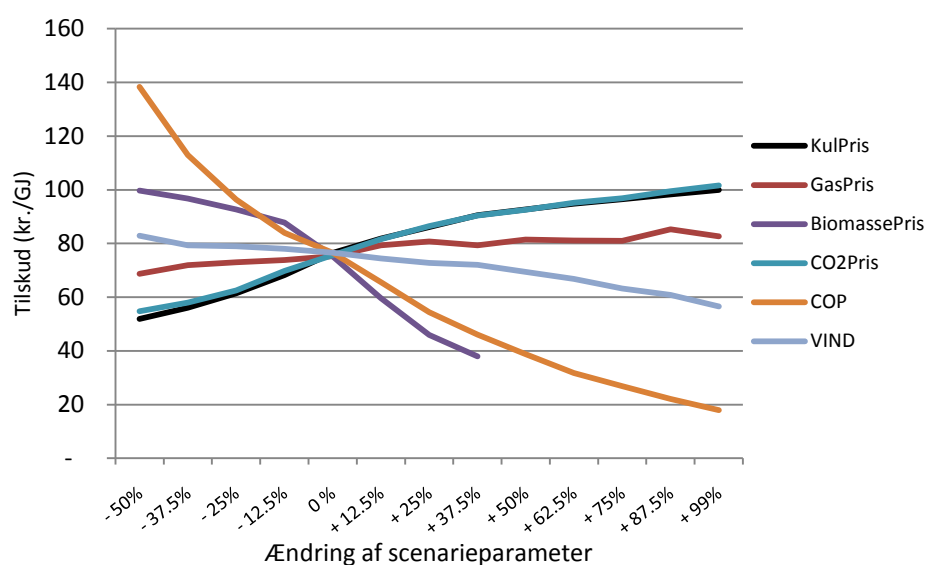
Der er gennemført en række følsomhedsanalyser på baggrund af A2-træpille/NV-scenariet, som beskrevet under afsnit 6.3¹¹. Formålet er især at belyse varmepumpens værdi for kraftvarmesystemet i Århus.

Varmepumpens produktionstilskud

De enkelte parametres betydning for værdien af varmepumpen for kraftvarmesystemet i Århus kan illustreres vha. tilskuddet, varmepumpen skal have for at være konkurrencedygtig i forhold til de andre varmeproduktionsanlæg. Dette tilskud er i A2-træpille/NV-scenariet fundet til at være 76 kr./GJ. Figur 21 viser parametrene betydning for tilskuddets størrelse, og det fremgår, at parametre, som øger elprisen i systemet, eller som øger varmepumpens elforbrug, også

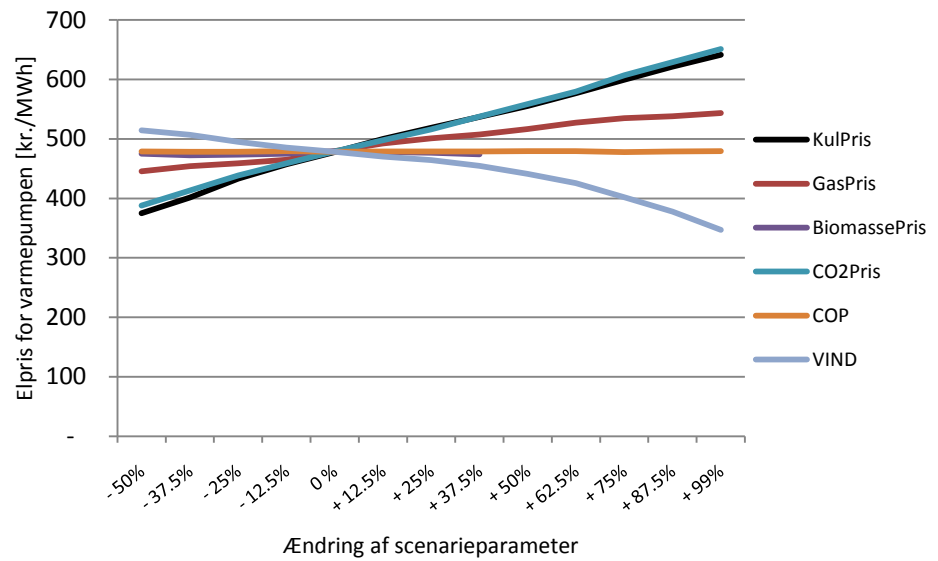
¹¹ Modelberegningerne har vist sig at være forbundet med konvergensproblemer, hvorfor der er indført tolerance-betingelser for både beregningstid og optimalitet. Der kan derfor forekomme mindre forskelle i grundberegningerne for 0 % afvigelse fra standardforudsætningerne.

forværrer økonomien for varmepumpen. Dette gælder prisen for kul, gas og CO₂, hvor kul og CO₂ har størst indflydelse på tilskuddet. Disse parametre øger elproduktionsomkostningen på kulkraftværker, der typisk vil være de marginale, og dermed prissættende kraftværker i elsystemet. I Energinet's Greenville- og Grønnevang-scenarie øges kulprisen til 31 kr./GJ, hvilket svarer til en forøgelse på ca. 12,5 % og der fremgår en tilsvarende forøgelse af tilskuddet på ca. 6 kr./GJ. CO₂-prisen stiger i Energinet's Greenville- og Grønnevang-scenarie til ca. 345 kr./ton, hvilket ville resultere i en forhøjelse af tilskuddet på ca. 10 kr./GJ. Det lette fald af kulprisen i Blueville-scenariet vil påvirke tilskuddet positivt, mens forøgelsen af gasprisen næsten ikke får betydning. CO₂-prisen er her uændret i forhold til udgangspunktet.



Figur 21: Ændring af nødvendigt tilskud til varmepumpens varmeproduktion afhængigt af parametervariationer. For følsomhedsanalyserne for biomasseprisen har det ikke været muligt for modellen at konvergere mod en løsning indenfor den valgte tidsgrænse for variationer over +37,5 % og der er derfor ikke vist resultater for dette. Biomasseprisen stiger dog maksimalt til + 33 % i Energinet.dk's scenarier.

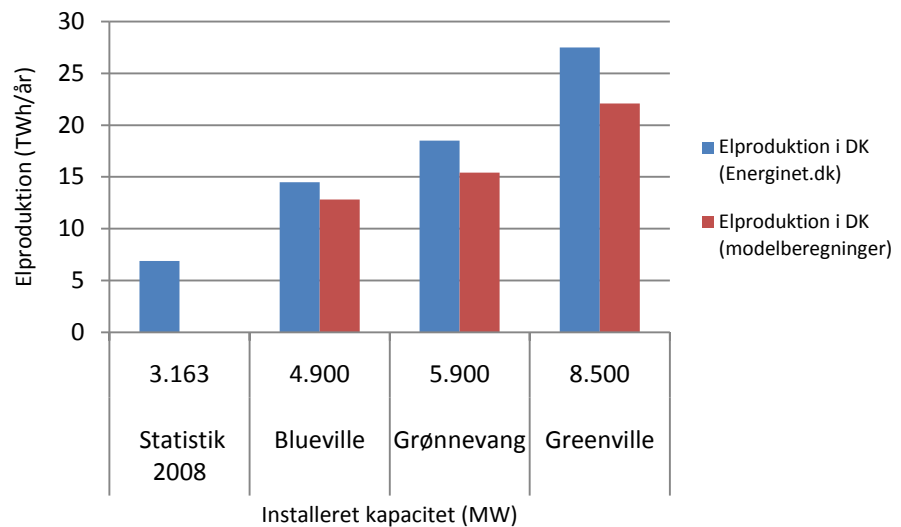
I de viste beregninger får kulprisen næsten udelukkende betydning for varmepumpen, fordi elprisen i systemet øges, som vist på figur 22. Hvis kul var det primære brændsel på Studstrupværket, ville kulprisen samtidig øge varmeproduktionsomkostningen på Studstrupværket, hvilket ville afdæmpe den negative effekt af en stigende elpris, idet det forbedrer varmepumpens konkurrenceevne i forhold til Studstrupværket.



Figur 22: Ændring af elpris for varmepumpen afhængigt af parametervariationer.

Greenville- og Grønnevang-scenariet medfører en stigning af biomasseprisen på 33 %, hvilket vil have en positiv indflydelse på varmepumpens økonomi, idet varmeproduktionsomkostningen på Studstrupværket stiger, og varmepumpens konkurrenceevne forbedres. Det fremgår af figur 21, at den procentvise ændring af biomasseprisen har størst indflydelse på varmepumpens økonomi ved siden af en forbedring af virkningsgraden. Tilskuddet ville således blive reduceret med ca. 34 kr./GJ.

I Greenville-scenariet er der forudsat en fordobling af den forudsatte vindkraftkapacitet i 2015 i hele modelområdet, hvilket især i Tyskland resulterer i en stor vindkraftproduktion. Følsomhedsanalysen er foretaget som en simpel forøgelse af den eksisterende kapacitet og tager derfor ikke højde for at ny vindkraftkapacitet gennemsnitlig vil have et større antal fuldlasttimer pr. år og dermed en større strømproduktion. Af samme grund fører samme installeret vindkraftkapacitet i beregningerne som i Energinet.dk's scenarier ikke til samme årlige energileverance, hvilket er illustreret på figur 23. Set fra et energisystem-synspunkt gør dette dog scenariet mere vanskeligt, idet der til tider vil være en meget høj produktion fra vindkraft, mens vindmøllerne ikke bidrager med ligeså stor en energimængde, som de ville gøre i 2030.



Figur 23: Elproduktion fra vindkraft afhængig af installeret kapacitet. Kilde for statistiske data for 2008: *Energistatistik 2008, Energistyrelsen*

Selvom der ikke opnås den samme årlige elproduktion pr. år fra vindkraft som i energinet.dk's scenarier, giver beregningerne en god indikation af betydningen af meget vindkraft i systemet, især fordi forøgelsen af vindkraft i udlandet er betydelig. Ligesom for følsomhedsanalysen gælder det dog, at der ikke er foretaget en tilpasning af den øvrige kraftværkspark, som derfor stadig er til rådighed i timer med mindre vindkraft, og dermed reducerer sandsynligheden for timer med meget høje elpriser.

Modelberegningerne viser, at tilskuddet til varmepumpen bliver reduceret med ca. 18 kr./GJ i ved den største vindkraftudbygning til 8.500 MW, svarende til Greenville-scenariet. Ved udbygning svarende til Blueville- og Grønnevang-scenariet er påvirkningen reduceret til hhv. 4 og 2 kr./GJ.

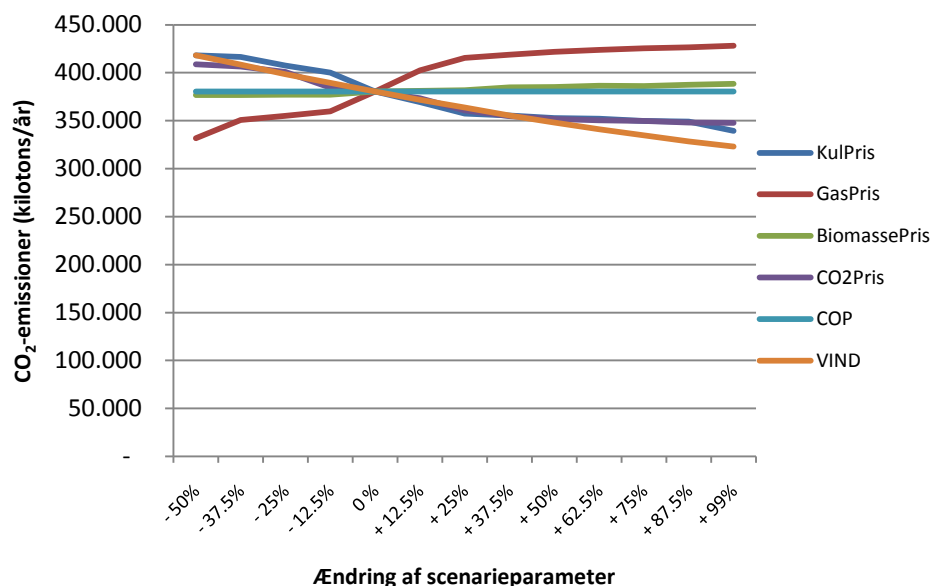
En væsentlig forbedring af varmepumpens økonomi, og dermed reduktion af det nødvendige tilskud, opnås ved forbedring af varmepumpens COP. Hvis denne øges til 4 i stedet for de i udgangspunktet antagne 2,8, vil tilskuddet reduceres med ca. 37 kr./GJ, svarende til en årlig besparelse på over 80 mio. kr./år. En fordobling af COP'en til 5,6 ville reducere tilskuddet med 59 kr./GJ, men selv med denne virkningsgrad ville varmepumpen ikke være fuld konkurrencedygtig til at kunne levere de forudsatte knap 2,2 PJ/år, idet det stadig ville være et nødvendigt gennemsnitligt tilskud på 17 kr./GJ leveret varme.

Figur 24 viser de samlede CO₂-emissioner i modelområdet afhængigt af de gennemførte parametervariationer. Der fremgår generelle tendenser, der viser at CO₂-emissionen falder ved stigende kul og CO₂-priser, samt ved øget installeret vindkraftkapacitet. Øget vindkraftkapacitet vil direkte erstatte anden elproduktion, der er baseret på fossile brændsler, mens øgede kul- og CO₂-priser vil medføre flere timer, hvor det ikke er kulkraftværker med forholdsvis dårlig virkningsgrad, der er marginale. En stigende gaspris har modsat effekt, idet den

forringer gaskraftværkerne konkurrenceevne i forhold til kulkraftværker, som har en højere CO₂-emission. De viste tendenser peger på en udvikling, som også ville kunne ses i Energinet.dk's scenarier, men udsagnskraften er begrænset. Dette skyldes at der i de viste følsomhedsberegninger ikke er taget hensyn til de langsigtede investeringer i elsystemet. På længere sigt vil kraftværksparken i elsystemet således blive tilpasset de ændrede priser, hvilket kan medføre en større indflydelse på CO₂-udledningen, end den der er vist forinden.

CO₂-udledningen forbundet med varmepumpens elforbrug vil dog være afhængigt af det marginale kraftværk så længe der ikke er transmissionsbegrænsninger i systemet, der gør det nødvendigt at stoppe vindmøller. Først når dette er nødvendigt vil varmepumpens elforbrug kunne produceres CO₂-neutralt, hvilket understreger behovet for at varmepumpen benyttes fleksibelt i elsystemet hvis der ønskes en positiv CO₂-effekt. Beregningerne har dog også vist at det er mindst ligeså væsentligt hvilken varme- og elproduktion varmepumpen fortrænger, hvilket ikke er varieret i følsomhedsanalyserne. Sammenligningerne imellem scenarier med kul- og træpillefyring på Studstrupværket viste dog, at den ekstra CO₂-udledning, varmepumpen forårsager, er mellem to og tre gange så stor når der forudsættes træpillefyring på Studstrupværket.

Den samlede CO₂-emission er stort set upåvirket af COP'en for varmepumpen, hvilket skyldes at det heraf resulterende reducerede elforbrug for varmepumpen er meget lille i forhold til det samlede elsystem i modelområdet.



Figur 24: Ændring de samlede CO₂-emissioner i modelområdet afhængigt af parametervariationer.

CO₂-udledningen forbundet med varmeproduktionen i selve Århus vil være stort set upåvirket af de viste parametervariationer idet varmeproduktionsapparatet er forudsat uændret, og det således vil kræve en væsentlig forskydning af de eksisterende konkurrenceforhold. Kun et fald af kulprisen på mere end 37,5

% eller en stigning af biomasseprisen på over 25 % vil påvirke CO₂-udledningen forbundet med varmeproduktionen væsentligt. Til sammenligning ændres kul- og biomasseprisen med hhv. maksimalt 14 % og 33 % i Energinet.dk's scenarier. I Greenville og Grønnevang-scenariet kunne den øgede biomassepris derfor medføre øgede CO₂-udledninger, men de samtidige forøgelser af kulprisen og CO₂-prisen ville afdæmpe denne effekt. De ændrede CO₂-udledninger for varmeproduktionen i Århus er dog ikke forbundet med ændrede forhold for selve varmepumpen, men skyldes alene at det i flere timer kan være økonomisk fordelagtigt at benytte kul til kraftvarmeproduktion på Studstrupværket.

Der er ikke gennemført følsomhedsberegninger for ændringen af varmebehovet i Århus fjernvarmesystem. Generelt vil et øget varmebehov dog kunne have en positiv indflydelse på varmepumpens økonomi, idet der må forventes flere spidslastperioder, hvor varmepumpen vil kunne erstatte kulbaseret kraftvarmeproduktion på Studstrupværkets blok 4 eller oliebaseret spidslastproduktion. Begge dele er økonomisk mere attraktive i forhold til fortrængning af træpillebaseret kraftvarmeproduktion på Studstrupværkets blok 3.

I alt viser det sig, at Energinet.dk's Greenville-scenarie, vil medføre de mest favorable forhold for varmepumpen, hvilket især skyldes højere biomassepriser til de konkurrerende varmeproduktionsteknologier, som opvejer indflydelsen af en højere kul- og CO₂-pris, som øger elprisen. Den større vindkraftudbygning i Greenville-scenariet i forhold til Grønnevang-scenariet har væsentlig betydning for elprisen, og er til fordel for varmepumpen. Derimod viser de gennemførte beregninger ingen markant påvirkning ifølge Bluevillescariet. Kun den let faldende kulpris sammen med en lettere øget vindkraftudbygning får en positiv betydning for varmepumpens økonomi.

9 Varmepumpe – muligheder i regulerkraftmarkedet

I kapitel 8 er varmepumpens muligheder i Århus' fjernvarmesystem beskrevet. Der er her taget hensyn til elprisens indflydelse på de marginale varmeproduktionsomkostninger, men der er ikke taget hensyn til muligheden for ekstra indtjening ved leverance af systemydelse til elmarkedet. I dette kapitel beskrives varmepumpens muligheder for en fleksibel ageren i elmarkedet og de mulige økonomiske fordele forbundet hermed. Det skal påpeges at varmesiden naturligvis ikke vil være upåvirket af varmepumpens drift i forhold til elmarkedet, og eventuelle ændringer i varmepumpens elforbrug vil give udslag i en ændring af varmeproduktionen, som skal udlignes andres steder i varmesystemet. Elproduktionsenheder har ligeledes mulighed for at agere i regulerkraftmarkedet, men her vil aktivering som opregulering betyde start af elproduktion, modsat varmepumpen, som vil stoppe forbrug af el. I det følgende beskrives mulighederne i regulerkraftmarkedet ud fra en elforbrugsenheds synspunkt, som en varmepumpe er, mens afsnit 17 skitserer beregningerne for en elproduktionsenhed.

9.1 Strategier for spotmarked og regulerkraftmarked

I kapitel 4 er elmarkedets forskellige del-markeder beskrevet. Et marked er spotmarkedet. Ser man alene på dette marked er den optimale strategi lige for: Varmepumpen skal forbruge el i alle timer, hvis spotprisen er under varmepumpens kippris. Til beregning af kipprisen indgår værdien af den producerede varme, afgifter og tariffer. Udover de elprisafhængige marginale produktionsomkostninger er kipprisen således afhængigt af den marginale varmeproduktionspris på andre enheder i samme varmesystem, som varmepumpen skal konkurrere med. Dette svarer til modelberegningerne i kapitel 8, hvor en varmenhed producerer så snart den er konkurrencedygtig med de andre enheder. Ved kulfyring på Studstrupværket, som er den primære konkurrent i varmemarkedet, ligger kipprisen således på omkring 290 kr./MWh. Man behøver ikke at gætte på fremtidige priser – den største indtjening opnås ved at melde ind til kipprisen.

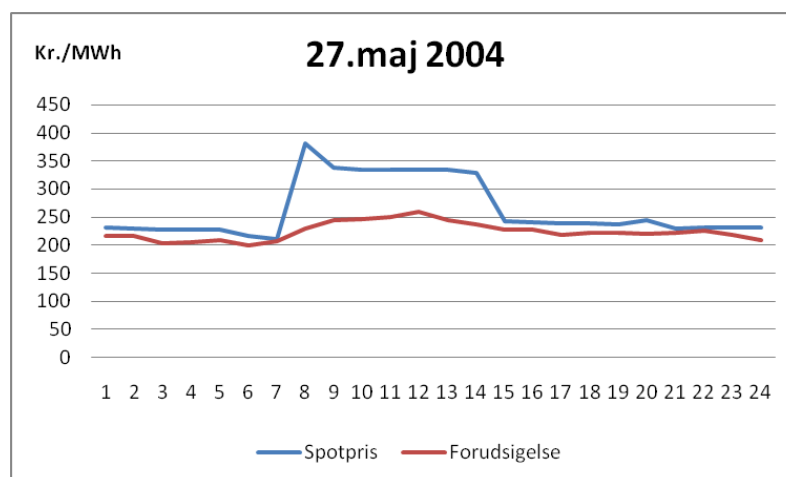
En varmepumpe kan imidlertid vælge at være aktiv i flere markeder, f.eks. følgende tre:

- Reservationsmarkedet for regulerkraft
- Spotmarkedet
- Regulerkraft (aktivering)

De tre markeder er indbyrdes afhængige, og det er ikke nogen enkel opgave at beskrive en samlet optimal strategi for disse tre markeder. Forsøg på at definere en attraktiv strategi kan baseres på forventninger (prognoser) for prisudviklingen i de tre markeder. Jo bedre prognoser, jo større indtjening.

Spotprisen er den mest regulære at forudsige. Der er altid en pris og denne indeholder en del systematisk variation. Priserne er generelt lavere om natten og i weekenderne, og der højeste priser falder ofte sidst på eftermiddagen. Samtidig ligner priserne en dag ofte priserne dagen før. Dette skyldes blandt andet at en række forhold, som bevirker, at prisniveauet og -variationerne er ret stabile over en kortere periode: Indholdet i vandkraftreservoirene varierer kun langsomt og det samme gælder brændselspriser og CO₂-kvoter. Oplysninger om indholdet i vandkraftværkernes reservoir opdateres således en gang om ugen hver onsdag. Forhold som nedbrud af kraftværker eller transmissionsforbindelse kan med kort varsel påvirke priserne. Disse offentliggøres løbende via Nord Pool. Ofte ligger der sådanne forhold bag de usædvanlige høje eller lave spotpriser.

Forudsigelser kan f.eks. forudsiges ved at anvende en standard tidsseriemodel. I forbindelse med dette projekt er der testet en ARIMA-model på spotpriserne. Ved hjælp af de sidste to døgnns spotpriser forudsiges den næste dags priser. Modellen er god til at fange de generelle, strukturelle træk i priserne, men kan ikke fange de pludselige, voldsomme prisudsving. Et eksempel på en forudsigelse er vist på figur 25. Det fremgår, at det generelle prisniveau passer godt, mens forholdsvis pludselige og store udsving ikke kan forudsiges med en simpel model. I dette projekt er ARIMA-modellen blot beregnet for at illustrere princippet i forudsigelserne. Inddragelsen af flere parametre og informationer vil kunne give væsentlig bedre resultater. Dette ligger dog udenfor projektets rammer.



Figur 25: Forudsigelse af spotpris vha. en ARIMA-model.

De øvrige markeder (reservationsbetaling for regulerkraft og selve aktiveringen af regulerkraft) er mere vanskelige at forudsige. Ikke mindst er behovet for op- og nedregulering drevet af tilfældige hændelser i form af prognosefejl og hændelser i elsystemet. Groft sagt er der behov for opregulering i en tredjedel af timerne, ikke noget reguleringsbehov i en tredjedel af timerne og behov for nedregulering i en tredjedel af timerne. Dette vanskeliggør forudsigelsen af f.eks. priserne for opregulering (stop af varmepumpe). I praksis kan det såle-

des være risikabelt f.eks. at lade sin ageren i spotmarkedet være drevet af håbet om gode priser i regulerkraftmarkedet.

Mulighederne for ageren i de forskellige markeder er gensidig afhængige. Hvis man modtager reservationsbetaling, lægger dette restriktioner på hvordan man kan agere i de følgende markeder. En varmepumpe kan f.eks. modtage reservationsbetaling for at kunne stoppes i en given time. Det betyder af den skal køre i denne time – hvilket kræver at dens bud i spotmarkedet blive accepteret. Dette sikres ved at melde prisuafhængigt ind i spotmarkedet.

Endvidere er der den sammenhæng mellem markederne at op-regulerkraftprisen altid er lig med eller højere end spotprisen – og at ned-regulerkraftprisen altid er lig med eller lavere end spotprisen.

Proceduren for indmeldelse til spot- og reservationsmarkedet døgnet før driftsdøgnet er skitseret i tabel 20.

Dagen før driftsdøgnet	Overvejelser – indmelding
08:00	Prognose for spotpriser for det kommende døgn udformes
09:00	Energinet.dk offentliggør behov for reservation af op- og nedregulering
09:30	Indmelding i rådighed opregulering (stop af varmepumpe) hvis spotpris forventes under kippris. Hvis spotprisen forventes over kippris indmelding i rådighed ned (start af varmepumpe).
10:00	Hvis der fås accept på rådighed skal der meldes prisuafhængigt ind i spot. Hvis rådighedsbudene ikke er accepteret indsendes prisafhængige bud (kipprisen) i spotmarkedet, da afhængigheden til regulerkraftmarkedet fjernes
10:00	Nord Pool offentliggør tilgængelige kapaciteter på transmissionsforbindelser mellem prisområder. Prognose for spotpriser revideres.
12:00	Den balanceansvarlige sender de prisuafhængige eller de prisafhængige bud til Nord Pool
17:00	For hver af næste døgns timer: For hver time med drift meldes opregulering (stop) ind i regulerkraftmarkedet til kippris For hver time uden drift meldes nedregulering (start) ind i regulerkraftmarkedet til kippris

Tabel 20. Forløb i forbindelse med indmelding til reservationsbetaling for regulerkraft og til spotmarkedet.

9.2 Modelformulering og data

For at forenkle analysen anvendes en teknologi der er kendetegnet alene ved en "kippris". Denne pris angiver ved hvilket prisniveau det er rentabelt at for-

bruge (kipprisen eller lavere). Det regnes alene på intet forbrug/maksimal forbrug. Dellast er ikke vurderet.

Der benyttes prisdata for alle tre markeder:

- Reservationsbetaling for opregulering
- Reservationsbetaling for nedregulering
- Elspotpriser på timeniveau
- Aktiveringsbetaling for opregulering
- Aktiveringsbetaling for nedregulering

Endvidere anvendes oplysninger om effekt og energimængder i følgende markeder:

- Samlet reservationskøb for opregulering
- Samlet reservationskøb for nedregulering
- Mængden af opregulering (aktivering)
- Mængden af nedregulering (aktivering)

Alle data hentes på energinet.dk og angives på timeniveau.

Dækningsbidraget ved at få godtaget bud i de forskellige markeder kan ses i tabel 21. Bemærk at det samlede dækningsbidrag ikke umiddelbart kan findes, da der er sammenhænge mellem de forskellige markeder.

Marked	Bidrag
Opreservering	Reservationbetaling
Nedreservering	Reservationbetaling
Spot	Kippris minus spotpris
Opregulering	Kippris minus opreguleringspris
Nedregulering	Nedreguleringspris - kippris

Tabel 21: Beregning af dækningsbidrag i de forskellige markeder for forbrug.

Med de tre markeder er 8 udfaldsmuligheder, som er vist i tabel 22. F.eks. modtager varmepumpen både i scenarie 1 og 2 betaling for at stå til rådighed for opregulering og er derfor også aktiv i spotmarkedet. Forskellen mellem de to scenarier er om varmepumpen bliver stoppet i regulerkraftmarkedet (nr 2) eller ej (nr 1).

Scenarier	Res op	Res ned	Spot	Reg op	Reg ned
1	+		+		
2	+		+	+	
3		+			
4		+			+
5			+		
6			+	+	
7					+
8					

Tabel 22: De otte udfaldsmuligheder for forbrug i de tre markeder. De grå felter viser muligheder man udelukkes fra på grund af vundet bud i et tidligere marked.

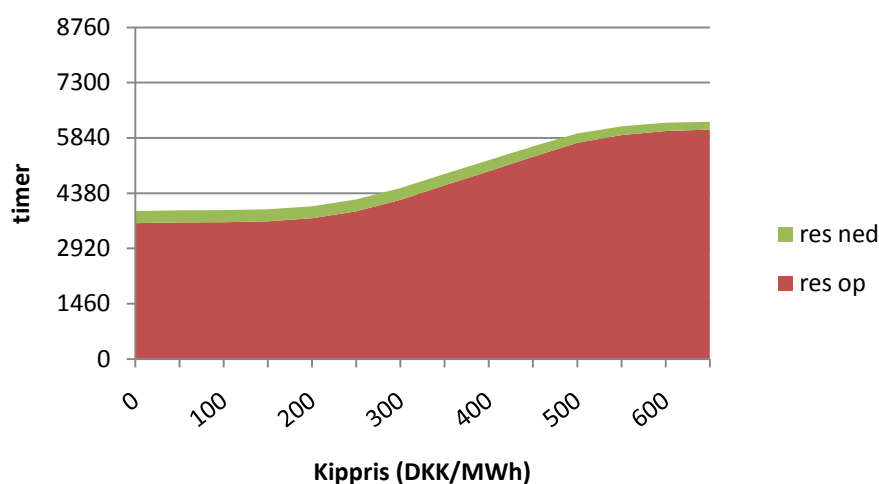
Nedenfor er illustreret helt simple strategier og (ideelle) strategier, som baserer sig på, at man kender alle priserne. De sidste er i praksis urealistiske, men kan bruges som en indikation af den størst mulige indtjening. Konkrete strategier kan måles på hvor de ligger i forhold til de helt simple og den ideelle strategi.

Det er her antaget at varmeproduktionen altid kan afsættes, og at der ikke er krav til en bestemt varmeproduktion. Hvis der er bindinger på varmeproduktionen bliver prognoserne for næste dags priser endnu vigtigere, idet disse kan hjælpe med at udforme hensigtsmæssige bud, som sigter mod timerne med de forventede bedste priser.

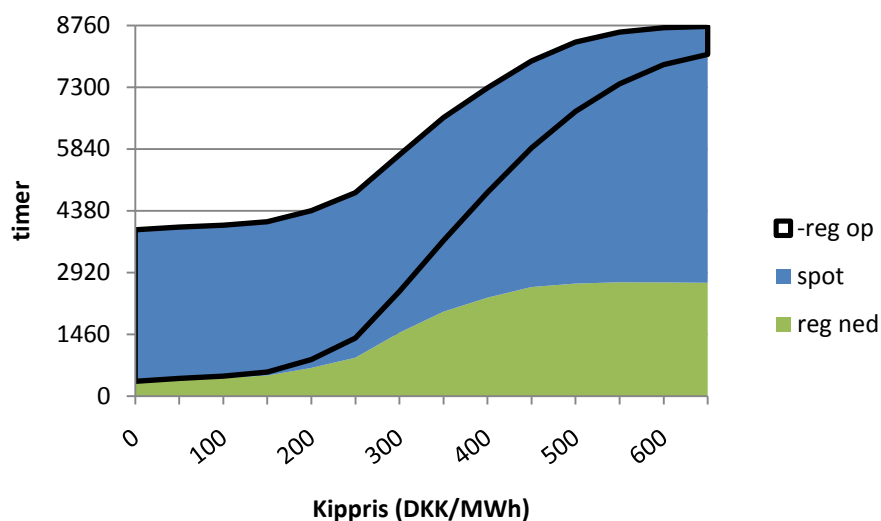
9.3 Perfekt information

Med perfekt information ("fuld bagklogskab") kan dækningsbidraget for hver kombination udregnes og den bedst mulige vælges. Dette er her testet med 2008 data.

Figur 26 og figur 27 viser den optimale drift, som funktion af kippris for forbrugsenheder. Ved højere kippris, bliver der flere timer med forbrug. Der meldes oftere ind i spot- eller nedregulerkraftmarkedet. Ved meget lav kippris, meldes der kun ind i spotmarkedet, når der samtidig er mulighed for aktivering i opregulerkraftmarkedet, dvs. forbruget annulleres igen senere. Ved høj kippris kan der tages reservationsbetaling for opregulering i flere timer, da der oftere meldes ind i spotmarkedet. Antallet af timer med nedreservationsbetaling er få men gode, så de udnyttes næste altid uanset kipprisen.



Figur 26: Figuren viser optimal drift i reservationsmarkedet for forbrugsenheder. Antal drifttimer afhængig af marginalindtægten (kippris). Priser fra 2008.



Figur 27: Figuren viser optimal drift i spot- og regulerkraftmarkedet for forbrugsenheder. Antal driftstimer afhængig af marginalindtægten (kippris). Priser fra 2008.

Betragtes et værk med en kippris på 300 kr/MWh, så viser figur 26, at der opnås den højeste dækningsgrad (ved perfekt information) ved at modtage betaling for at stå til rådighed for opregulering i 4.200 timer. Endvidere modtages reservationsbetaling i ca. 300 timer. Disse værdier er optimale, når man også kender samtlige priser på forhånd.

På figur 27 viser det grønne areal den situation, hvor der ikke meldes ind i spotmarkedet, men hvor enheden aktiveres som ned-regulering (start af varmepumpe). F.eks. er der ved en kippris på 300 kr./MWh ca. 1.500 timer med nedregulering. Det blå areal viser de timer, hvor enheden er aktiveret i spotmarkedet. For 300 kr./MWh er dette ca. 4.200 timer. Af disse er de ca. 3.200 timer imidlertid ophævet igen, idet enheden er stoppet som en del af opregulering. Det blå felt med den sorte ramme er af denne type. Bemærk, at ved lave værdier af kipprisen dækker dette areal stort set hele det blå areal. Det betyder samtidig at forbrug alene sker som nedregulering (dvs. enheden er ikke aktiveret i spotmarkedet).

Underkanten af den sorte ramme angiver varmepumpens faktiske drift.

Som nævnt er disse resultater baseret på et fuldt kendskab til priser, og kan alene ses som den maksimale indtjening, som kan opnås.

Det skal bemærkes at der i denne analyse alene er betragtet hele timer. I praksis aktiveres regulerkraft på et vilkårligt tidspunkt i løbet af en time. Dette forhold er ikke inddraget her, da der ikke findes offentlige data, som beskriver dette. Dette forhold betyder at det faktiske dækningsbidrag vil være mindre end her angivet.

9.4 Simple strategier

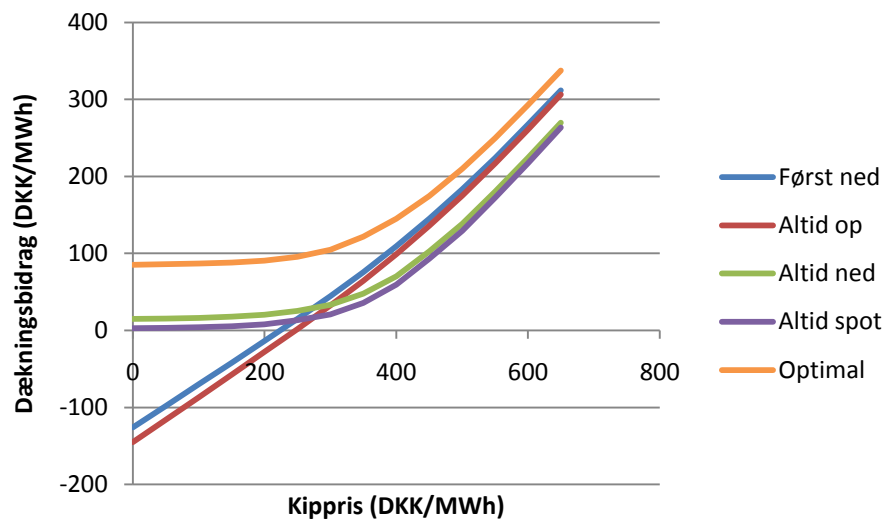
Da man i praksis ikke har perfekt information, er følgende simple budstrategier undersøgt nærmere:

- **Altid spot:** Der bydes ikke ind i reservationsmarkedet, men altid i spotmarkedet med kipprisen.
 - Alt efter udfaldet, bydes der igen ind i regulerkraftmarkedet (dvs. det modsatte af hvad der blev accepteret i spotmarkedet bydes ind i regulerkraftmarkedet).
- **Altid ned:** Man lader sig altid reservere i nedreservationsmarkedet, hvis det er muligt (bemærk at der langtfra altid er betaling for reservation af nedregulering).
 - Når man modtager betaling for reservation i forhold til nedregulering, så har det konsekvenser for spotmarkedet: Forbrug må dermed ikke byde ind i spotmarkedet.
 - Når der ikke er betaling for reservation af nedregulering antages enhederne at melde ind i spotmarkedet til kippris efter **altid spot** strategien.
- **Altid op:** Man lader sig altid reservere i opreservationsmarkedet, hvis det er muligt.
 - Når man modtager betaling for reservation i forhold til opregulering, så har det konsekvenser for spotmarkedet: Forbrug skal byde prisuafhængigt ind i spotmarkedet.
 - Når der ikke modtages betaling for reservation af opregulering kan enhederne at melde ind i spotmarkedet til kippris efter **altid spot** strategien.
- **Først ned:** Hvis der er behov for nedreservation, bydes der som **altid ned** og ellers som **altid op**.

Disse strategier er ligeledes testet på data fra hele år 2008. Det er her antaget, at strategien fastholdes for hele året, hvilket ikke er optimalt. I praksis vil den erfarne elhandler kunne skifte mellem strategierne fra dag til dag.

Generelt er **altid ned** altid bedre end **altid spot**, da man dermed også får reservationsbetalingen med. Ligeledes er **først ned** altid bedre end **altid op**. Dette skyldes at nedreservation kun er nødvendig i få timer, mens opreservering bestilles i alle timer.

For forbrugsenheder (se figur 28) med en kippris lavere end ca. 300 kr/MWh, er det bedst at satse på spotmarkedet ("Altid spot") eller forsøge at høste indtægten i de få timer med betaling for reservation for ned-regulering ("Altid ned"). Med en marginalomkostning over ca. 300 kr/MWh, er det bedst at satse på betaling for reservation i forhold til op-regulering ("Altid op") eller den lignende "Først ned". I de tilfælde, hvor der ikke er betaling for reservation i forhold til ned-regulering, svarer "Først ned" til "Altid op".



Figur 28: Det gennemsnitlige dækningsbidrag per time i år 2008 for forbrugsenhed.

Ved en kippris på 300 kr/MWh er de fire simple strategier ca. lige gode (med et gennemsnitlig dækningsbidrag på 20-50 kr/MWh), men strategien med fuld information er markant bedre (100 kr/MWh). Der er således et betydeligt potentiale for den dygtige elhandler.

Det er værd at bemærke, at to af strategierne i figur 28 udviser tab ved lave kippriser. Tabet kan f.eks. optræde hvis man har modtaget en lille betaling for at stå til rådighed for opregulering (stop af varmepumpe), og at spotprisen er relativ høj og det viser sig at der ikke bliver brug for op-regulering. Det negative dækningsbidrag kommer fra den prisuafhængige indmelding i spotmarkedet. Da niveauet for næste dags spotpriser er tæt korreleret til de kendte priser, vil den erfarne elhandler kunne undgå disse situationer.

For en elpatron med en kippris på 0 kr/MWh ville en oplagt strategi være "Altid ned", dvs. forsøge at få reservationsbetaling for ned-regulering, og ellers melde ind i spotmarkedet. Det samme gælder for en varmepumpe med en kippris på under ca. 300 kr/MWh.

9.5 Simple strategier - andre år

I ovenstående afsnit er der alene set på et enkelt år. Priserne varierer imidlertid kraftigt fra år til år, og i de følgende er betydningen heraf illustreret for en varmepumpe. Der er alene analyseret strategien "Altid spot", dvs. at varmepumpen byder ind i spotmarkedet til kippris og efterfølgende byder det modsatte ind i regulerkraftmarkedet. Reservationsmarkedet medtages ikke. Det er antaget at varmepumpen har en kippris på 300 kr./MWh.

	Startet i spotmarkedet	Heraf efterfølgende stoppet som regulerkraft (opregulering)	Ikke aktiveret i spot, men startet som regulerkraft (nedregulering)	Resulterende antal timer med varmeproduktion
2006	3.485	724	734	3.495
2007	6.685	486	387	6.586
2008	1.635	276	792	2.151
2009	5.911	639	541	5.813
	Timer	Timer	Timer	Timer

Tabel 23. Antal timer, som en varmepumpe med en kippris på 300 kr./MWh er aktiveret i spot og regulerkraftmarkedet.

Der ses at antal driftstimer varierer meget fra år til år. Dette skyldes primært niveauet for spotpriserne. I 2008 har der generelt høje spotpriser, hvilket betyder at varmepumpen ikke får mange driftstimer.

	Spot	Efterfølgende opregulering (stop)	Nedregulering	I alt	Andel uden for spot
2006	24	5	7	36	34%
2007	88	11	4	102	15%
2008	14	2	5	21	33%
2009	42	5	3	51	17%
Snit	42	6	5	53	25%
	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	kr/MWh	-

Tabel 24. Gennemsnitligt dækningsbidrag ved kørsel som angivet i tabel 23. Bemærk af dækningsbidraget her er regnet i forhold til samtlige årets timer, ikke kun timer med drift.

Tabel 24 viser det gennemsnitlige dækningsbidrag i kr./MWh fra de forskellige markeder for årene 2006-2009, under antagelse af at varmepumpen får de i tabel 23 angivne driftstimer. I gennemsnit øger regulerkraftmarkedet indtjeningen med op til 25 %. Bidraget fra regulerkraftmarkedet betyder relativt mere i de år, hvor bidraget fra spotmarkedet er lavt.

Et gennemsnitligt dækningsbidrag på 53 kr/MWh betyder en samlet indtægt for en varmepumpe på f.eks. 10 MW_{el} på 4,6 mio. kr. (53 kr/MWh * 10 MW * 8760 h). Der er som nævnt ikke medregnet bidrag fra reservationsbetaling i denne opgørelse. Dette vil forøge indtjeningen.

9.6 Regulerkraft i fremtiden

Analysen af historiske data kan ikke fange de mange ændringer, som forventes de kommende år. Udbygning med yderligere vindkraft kan forventes at øge behovet for regulerkraft, men en række andre forhold kan betyde, at regulerkraftmarkedet måske samlet set ikke bliver væsentlig anderledes end i dag. Perspektivet er her set i forhold til, om regulerkraftmarkedet bliver mere eller mindre attraktiv for en stor varmepumpe.

I Tabel 25 er der summeret en række relevante faktorer. Samlet set vurderes der at være balance mellem de forskellige bidrag. Dvs. regulerkraftmarkedet

kan på den baggrund ikke forventes at blive meget mere attraktiv for en stor varmepumpe. Der er i sagens natur stor usikkerhed i denne vurdering.

Behov for regulerkraft Fysik, Gennemsnitligt behov MW, Maksimalt behov, MW, (Pil opad betyder øget behov)	Op-reg.	Ned-reg.	Vigtig-hed
Mere vindkraft i Danmark. Mere end 800 MW inden 2015	↑	↑	***
Mere vindkraft i nabolande	↑	↑	***
Lukning af centrale kraftværker	↑	↑	***
Storebæltsforbindelse (mulighed for udglatning af ubalancer)	↓	↓	***
Bedre markedsintegration med Tyskland (udveksling af regulerkraft)	↑	↑	*
Negative priser i spotmarkedet (fjerner behov for nedregulering ved manglende overholdelse af afkortning ved 0-priser)	-	↓	*
Bedre vindkraftprognoser	↓	↓	*
Mere jævn placering af vindmøller (Anholt, Kriegers flak)	↓	↓	*
Priser for regulerkraft Reservationsbetaling, aktiveringspriser (Pil opad betyder mere attraktive priser for leverandører)	Op-reg.	Ned-reg.	
Storebæltsforbindelse (større konkurrence, bedre kontakt med nordisk vandkraft)	↓	↓	***
Skagerrak 4, 2014 (større konkurrence, bedre kontakt med nordisk vandkraft)	↓	↓	***
Forstærkning af svensk transmissionsnet, før 2015 (større konkurrence, bedre kontakt med nordisk vandkraft)	↓	↓	***
Større kapacitet af elpatroner. Øgning fra 54 til 300 MW inden 2015?	-	↓	**
Øget dynamik på central værker, f.eks. ved turbine by-pass	↓	↓	**
Flede decentrale kraftvarmeværker deltager i regulerkraftmarkedet	↓	↓	*
Vindmøller deltager i regulerkraftmarkedet	↓	↓	*
Anvendelse af forbrug som regulerkraft, 2015 (industri, varmepumper, elbiler)	↓	↓	*
Øget handel på Elbas	↓	↓	*
Negative priser i spotmarkedet (kan give endnu lavere priser for opregulering, da udgangspunktet nu er en lavere spotpris)	-	↑	*

Tabel 25. Faktorer, som kan påvirke det mængden af regulerkraft og priserne på regulerkraft.

Samlet set vurderes regulerkraft at kunne give et positivt bidrag til varmepumpens driftsøkonomi. Selvom flere faktorer, som forklaret i afsnit 9.6, formentlig vil medvirke til, at de økonomiske fordele herved ikke stiger markant i fremtiden, kan indtjening fra regulerkrafttjenester bidrage med op til ca. 25 % af det samlede dækningsbidrag. For den foroven viste varmepumpe med en kippris på 300 kr./MWh og en COP på 2,8 svarer dette til et bidrag på ca. 14 kr./GJ varme. For en varmepumpe, der ikke er konkurrencedygtig i spotmarkedet

alene, vil dette bidrag reduceres til under halvdelen, idet den kun vil kunne byde ind i nedreguleringsmarkedet, med mindre der spekuleres i opregulering og bydes ind i spotmarkedet uden at spotpriserne direkte tilsiger dette.

Hvis der i forvejen kan opnås en positiv økonomi for varmepumpen ved drift i varmemarkedet, så vil mulighederne i regulerkraftmarkedet dermed kunne forbedre økonomien yderligere. Regulerkraftmarkedet alene vil derimod sandsynligvis ikke alene kunne forsvare investeringen i en varmepumpe.

10 Perspektivering

10.1 Andre analyser

Energinet.dk har i 2009 udgivet en rapport, som blandt andet indeholder en analyse af mulighederne for varmepumper i fjernvarmesystemet i 2025 (9). Energinet.dk's analyse analyserer ikke blot introduktionen af en varmepumpe i Århus, men introduktion af varmepumper i flere steder fjernvarmesektoren og til individuel opvarmning. Det antages således at varmepumper dækker i alt 15 % af fjernvarmebehovet i Danmark og 50 % af det individuelle opvarmningsbehov. Samtidig udbygges vindkraftkapaciteten i Danmark til 6.700 MW. Rapporten konkluderer, at introduktionen af varmepumper i alt medfører, at:

- *CO₂-emissionen [i Danmark] reduceres med ca. 3,5 mio. ton/år*
- *det kritiske eloverløb på 90 GWh/år i referencen for 2025 uden varmepumper kan stort set elimineres*
- *der skabes nye, potentielle leverandører af regulerkraft*
- *der opnås et samfundsøkonomisk overskud på ca. 1,5 mia. kr./år, heraf stammer hovedparten fra de individuelle varmepumper.*

Kilde: Energinet.dk (9)

Modsat konklusionerne i nærværende projekt, findes der altså en positiv effekt på CO₂-emissionen i Danmark. Dette kan skyldes, at energinet.dk ikke har inkluderet Norden og Tyskland i deres modelberegninger, hvorfor afledte ændringer som følge af varmepumpernes elforbrug i CO₂-emissioner i omverdenen ikke kan kvantificeres i ton/år. Derudover viser Energinet.dk's referenceberegninger at der forekommer timer med nulpriser i Danmark, som ikke er fundet i Balmorel-beregningerne. Varmepumperne kan derfor i et begrænset antal timer udnytte elproduktion, som reelt ikke er forbundet med CO₂-emission. Hvis eloverløbet på 90 GWh/år forekommer i timer med vindkraftproduktion svarende til f.eks. 75 % af maksimalproduktionen, svarer det dog kun til ca. 18 timer pr. år.

For Århus har Energinet.dk regnet med en 212 MW_{varme} varmepumpe i Århus med en COP på 3 og en resulterende antal fuldlasttimer på 1.566 h/år. Varmepumper i områder med naturgasbaseret kraftvarme har længere driftstider – helt op til over 8.000 driftstimer. Det skal bemærkes, at Energinet.dk har regnet med at SSV4 er blevet levetidsforlænget, og fortsætter med kulfyring, mens SSV3 er skrottet, hvilket giver andre konkurrenceforhold i Århus fjernvarmesystem end i nærværende projekt. Der er i Energinet.dk's beregninger anvendt afgifter, som afspejler de miljømæssige forhold – hvilke er markant lavere end de aktuelle afgifter for el anvendt til varme. I alt betyder dette at varmepumpen i Århus er konkurrencedygtig i fjernvarmesystemet, på trods af at de beregnede elpriser ligger i samme størrelsesorden (mellem 434 og 503 kr./MWh afhængigt af driftsstrategien for varmepumperne), som i nærværende projekt.

Ligeledes har Energistyrelsen analyseret privatøkonomi og samfundsøkonomi for store varmepumper – blandt andet med eksempler med stor varmepumpe

fra Århus (tre fortrolige notater). Her er der blandt andet fokuseret på betydningen af energifgifterne. Det vises at der opnås længere driftstider, jo mere afgiften reduceres.

Endelig er der gennemført analyser af anvendelse af store varmepumper i forbindelse med analyse af Frederikshavns muligheder for at blive CO₂-fri.

10.2 Alternative elementer

Selve varmepumpeløsningen er ikke varieret i nærværende projekt udover de forskellige ertilslutninger til hhv. vindmøller og elnettet. Der kan dog opnås fordele ved at vælge en varmepumpe med lavere varmeeffekt, som det er beskrevet i skitseprojektet (1). Fordele ligger her i, at der kan udnyttes andre varmekilder, som f.eks. overskudsvarme fra industrivirksomheder. Desuden kan en lavere varmeeffekt i praksis bedre afsættes i varmedistributionsnettet ved en lavere temperatur eller i returløbet.

Hvis fleksibiliteten af varmepumpen og fjernvarmesystemet generelt skal øges er det muligt at introducere flere og større varmelagre. Dette vil også øge varmepumpens muligheder for ageren i regulerkraftmarkedet, idet manglende eller overskydende varmeproduktion kan udlignes vha. varmelageret.

Varmepumper er generelt en teknologi med relativ høj investering og god effektivitet, og er derfor velegnet til længere driftstid. Dette står i kontrast til f.eks. elpatroner, der udmærker sig lavere investering og effektivitet, og derfor er bedst egnede til kortere driftstider. Ved at kombinere en varmepumpe med elpatroner, kan fordele fra begge teknologier udnyttes. Således vil en varmepumpe i kombination med en elpatron kunne byde mere effekt ind på regulerkraftmarkedet, hvis denne ellers vil være begrænset af varmepumpens opstartstid. Elpatronen vil kunne levere regulerkraften hurtigt, og afhængigt af aktiveringsperioden vil den mere effektive varmepumpe efterhånden kunne overtage ydelsen.

Andre fordele kan ligge i f.eks. dimensioneringen af en vind-varmepumpe. Idet vindmøllerne kun vil levere maksimal effekt i en begrænset tid, kan der være fordele ved at dimensionere varmepumpen mindre og udnytte det begrænsede antal timer med fuld elproduktion vha. en elpatron. En optimering ud fra de givne investeringsomkostninger til vindmøller og varmepumpen har vist, at det ville være optimalt at dimensionere varmepumpen til at have en elektrisk effekt på omkring 90 % af vindmøllernes maksimale kapacitet. Dette gælder ved en specifik investering på 1 mio. kr./MWel for elpatronen. Lignende optimeringer kan opnås ved at vælge et passende forhold imellem generatorstørrelsen på vindmøllen og rotorarealet. Herved kan antallet af timer med maksimal produktion fra vindmøllerne øges, og varmepumpen vil dermed også kunne udnyttes til fuld kapacitet i flere timer. Dette vil dog være på bekostning af ikke at kunne udnytte den del af vindenergien, der ville kunne give højere effekter ved en større generator. Til gengæld reduceres investeringsomkostningen til vindmøllen.

10.3 Afgifter og elpriser

Afgifter og elpriser i fremtiden har afgørende betydning for en varmepumpes rentabilitet og er samtidig behæftet med en stor usikkerhed. For elpriserne gælder dette såvel niveauet, som er stærkt påvirket af brændsels- og CO₂-priser på det internationale marked, som den forventede spredning i priserne, hvilket er diskuteret i afsnit 8.1.

Herudover har afgifterne væsentlig betydning for varmepumper, og der kan være grund til at disse bliver justeret i takt med at mere VE skal integreres i el- og varmesystemet. I *Afgifter på varmepumper til fjernvarme* (4) er mulige afgiftsændringer diskuteret. Herunder nævnes blandt andet lavere afgifter på el og til gengæld højere afgifter på fossile brændsler. En mulig udformning kunne være dynamiske afgifter på el, der varierer afhængigt af den aktuelle VE-andel af elproduktionen eller elprisen. Andre diskussioner vedrører tilskud til varmepumpers VE-andel og afgifter på biomasse af provenuhensyn. Der er samlet set mulighed for at afgiftsændringer i fremtiden vil forbedre varmepumpers konkurrenceevne

11 Konklusioner

Analyserne af en stor 150 MW_{varme} varmepumpe i Århus fjernvarmesystem i 2015 har vist, at en varmepumpeløsning ikke umiddelbart ser økonomisk attraktiv ud ved drift i forhold til varmesystemet alene. Modelberegningerne viser en gennemsnitlig elpris på 489 kr./MWh, hvilket sammen med afgiftsbetalingen betyder, at den marginale varmeproduktionsomkostning for varmepumpen bliver for høj i forhold til de konkurrerende teknologier.

Der er analyseret to forskellige løsninger for varmepumpen, som indebærer en direkte tilslutning med vindmøller og en nettilsluttet varmepumpe uden opførsel af vindmøller. Førstnævnte mulighed begrænser varmepumpens driftstid og dermed varmeproduktion til 1,4 PJ/år. Undersøgelser i skitseprojektet (1) har dog vist, at en varmepumpe af den skitserede størrelse er urealistisk i praksis. For varmepumper med en COP (Coefficient of performance) på 3 har dette dog ingen væsentlig indflydelse på de konklusioner, der kan drages ud fra de gennemførte analyser i dette projekt.

Det bedste selskabsøkonomiske resultat opnås, hvis varmepumpen er tilsluttet vindmøllerne direkte, idet denne løsning indebærer, at energi-, CO₂- og nettariffter bortfalder. Løsningen er dermed meget følsom over for antagelserne om de fremtidige afgiftsforhold. Hvis varmepumpen er nettilsluttet, kan den ved fuld afgiftsbetaling ikke konkurrere på de variable varmeproduktionsomkostninger. Dette resulterer i et nødvendigt tilskud pr. GJ produceret varme, som er afhængigt af brændslet på Studstrupværket, der er den konkurrerende varmeproducent i de fleste timer. Ved en tvungen varmeproduktion på knap 2,2 PJ/år bliver tilskuddet ca. 76 kr./GJ og 38 kr./GJ ved hhv. træpillefyring og kulfyring på Studstrupværket. Forskellen skyldes primært, at der spares energiafgifter og CO₂-kvoter ved fortrængning af kulbaseret varmeproduktion.

Selv ved en fuldstændig afgiftsfritagelse vil varmepumpens variable varmeproduktionsomkostninger være højere end ved træpillefyring på Studstrupværket og kan kun konkurrere med en fortsat kulfyring på Studstrupværket.

Når investeringsomkostningerne medregnes, viser kun den direkte tilsluttede varmepumpe et positivt resultat med en intern rente på ca. 7,7 % ved kulfyring på Studstrupværket.

Der er derudover gennemført samfundsøkonomiske beregninger, der viser, at scenarierne med træpillefyring på Studstrupværket får et bedre økonomisk resultat samfundsøkonomisk end selskabsøkonomisk. Dette skyldes, at der ikke tages hensyn til afgifter, og at træpiller er et relativt dyrt brændsel i forhold til kul. Ved både den nettilsluttede varmepumpe og den direkte tilsluttede varmepumpe opnås en intern rente på ca. 2-3 %.

Modelberegningerne viser derudover, at CO₂-udslippet forbundet med varmeproduktionen i Århus reduceres ved anvendelse af en varmepumpe, men CO₂-

emissionen i det samlede energisystem i Danmark og Norden stiger med op til over 200 kilotons/år. Forøgelsen af CO₂-emissionen afhænger af de marginale kraftværker i elsystemet, hvor varmepumpens elforbrug produceres. Derudover er det væsentligt, om varmepumpen fortrænger CO₂-neutral eller kulbaseret kraftvarmeproduktion på Studstrupværket, hvor førstnævnte resulterer i en betydelig større forøgelse af CO₂-emissionen. Pga. CO₂-kvotesystemet vil de nævnte ændringer på kort sigt dog ikke have indflydelse på den samlede CO₂-emission, men i stedet påvirke kvoteprisen.

Ud over beregningerne for 2015 er der gennemført en række følsomhedsanalyser med udgangspunkt i Energinet.dk's scenarier for udviklingen af el- og varmesystemet. Det såkaldte Greenville-scenarie, hvor miljø og internationalt samarbejde har stor fokus og har ført til kraftig forøget vindproduktion og høje biomasse- og CO₂-priser, viser her den mest fordelagtige udvikling for varmepumpen. Ingen af følsomhedsanalyserne kunne dog påvise, at varmepumpens varmeproduktionsomkostning kan falde under varmeproduktionsomkostningen på et træpillefyret Studstrupværk.

Analysen af mulighederne i regulerkraftmarkedet har vist, at regulerkraft kan bidrage med omkring en fjerdedel af en varmepumpes samlede indtjening og dermed levere et væsentligt bidrag til varmepumpens økonomi. Dertil kommer eventuelle reservationsbetalinger. Regulerkraft kan dermed give et positivt bidrag, selv ud fra simple strategier for, hvordan varmepumpen bydes ind i regulerkraftmarkedet. Ved optimering af disse strategier er der basis for en forbedring af økonomien.

Selv om en varmepumpeløsning således ikke umiddelbart er attraktiv, kan der vise sig løsninger, som især på længere sigt kan være fornuftige ud fra en samlet vurdering. Det kan være varmepumper med en meget høj virkningsgrad, evt. i kombination med alternative tilslutninger og udnyttelse af overskudsvarme. Specielt i en situation med stigende priser på træpiller vil sådanne løsninger kunne vise sig økonomisk fordelagtige. Varmepumpeløsninger med væsentlig højere COP vil dog ikke kunne gennemføres i den analyserede størrelse på 150 MW_{varme}.

12 Referencer

1. **Ea Energianalyse.** *VindVarme - Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper.* 2010.
2. **Århus Kommune, Teknik og Miljø.** *Klimaplan 2008-2009.* Juli 2009.
3. **Driftsrådet for Varmeplan Århus.** *Oplæg til Klimavarmeplan, Teknisk hovedrapport.* Oktober 2008.
4. **Ea Energianalyse.** *Afgifter på varmepumper til fjernvarme.* 2009.
5. —. *Ombygning af Studstrupværkets blok 3 til træpillefyring.* September 2009.
6. —. *Forslag til ny struktur for CO2- og energiafgifter i Danmark - med fokus på kraftvarme.* 2009.
7. **Energistyrelsen.** *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.* 2005, rev. 2007.
8. **Energinet.dk.** *Scenarierapport, fase 1 – arbejdspapir.* februar 2007.
9. —. *Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark.* 2009. ISBN nr. 978-87-90707-62-0.

13 Bilag

15 Økonomi-resultater

Samlet økonomi – A0-træpiller

(mio kr./år)		SSV3	SSV4	Varme- pumpe	Flis Skan- derborg	Affald + Nordalim	Spidslast	Total
Brændsler	Kondens	133	348	-	-	-	-	481
	Kraftvarme	1.125	42	-	14	-	12	1.192
D&V	Kondens	12	30	-	-	-	-	42
	Kraftvarme	41	3	-	2	15	0	61
CO₂	Kondens	96	238	-	-	-	-	333
	Kraftvarme	6	16	-	-	24	3	49
Etilskud	Kondens	-3	-17	-	-	-	-	-20
	Kraftvarme	-187	-5	-	-	-	-	-193
Varmeafgift		8	22	-	-	4	9	42
Andre emissionsafgifter		43	30	-	0	8	1	82
Nettarif		-	-	-	-	-	-	-
Elsalg	Kondens	-258	-677	-	-	-	-	-935
	Kraftvarme	-676	-50	-	-	-57	-	-782
Elindkøb		0	0	-	-	-0	-	0
Total		338	-19	-	15	-6	24	352

Tabel 28: Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus i A0-træpille-scenariet delt op på anlæg.

Samlet økonomi – A1-træpiller/VV

(mio kr./år)		SSV3	SSV4	Varme- pumpe	Flis Skan- derborg	Affald + Nordalim	Spidslast	Total
Brændsler	Kondens	173	313	-	-	-	-	486
	Kraftvarme	980	19	-	14	-	17	1.030
D&V	Kondens	15	27	-	-	-	-	42
	Kraftvarme	35	1	3	2	15	0	57
CO₂	Kondens	126	201	-	-	-	-	326
	Kraftvarme	3	7	-	-	24	4	39
Etilskud	Kondens	-4	-21	-	-	-	-	-25
	Kraftvarme	-163	-2	-	-	-	-	-166
Varmeafgift		4	10	-	-	4	12	30
Andre emissionsafgifter		42	25	-	0	8	1	76
Nettarif		-	-	-	-	-	-	-
Elsalg	Kondens	-337	-597	-	-	-	-	-935
	Kraftvarme	-590	-22	-	-	-57	-	-669
Elindkøb		-	-0	-	-	-	-	-0
Total		285	-40	3	16	-6	35	293

Tabel 29: Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus i A1-træpiller/VV-scenariet delt op på anlæg.

Samlet økonomi – A2-træpiller/NV

(mio kr./år)		SSV3	SSV4	Varme- pumpe	Flis Skan- derborg	Affald + Nordalim	Spidslast	Total
Brændsler	Kondens	166	322	-	-	-	-	488
	Kraftvarme	980	1	-	2	-	3	985
D&V	Kondens	15	27	-	-	-	-	42
	Kraftvarme	35	0	4	0	15	0	55
CO₂	Kondens	129	200	-	-	-	-	329
	Kraftvarme	0	0	-	-	24	1	26
Etilskud	Kondens	-1	-24	-	-	-	-	-25
	Kraftvarme	-164	-0	-	-	-	-	-164
Varmeafgift		1	1	122	-	4	2	129
Andre emissionsafgifter		42	24	-	0	8	0	74
Nettarif		-	-	28	-	-	-	28
Elsalg	Kondens	-335	-609	-	-	-	-	-944
	Kraftvarme	-590	-1	-	-	-58	-	-649
Elindkøb		0	0	103	-	-	-	103
Total		278	-59	258	2	-7	5	478

Tabel 30: Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus i A2-træpiller/NV-scenariet delt op på anlæg.

Samlet økonomi – A0-kul

(mio kr./år)		SSV3	SSV4	Varme- pumpe	Flis Skan- derborg	Affald + Nordalim	Spidslast	Total
Brændsler	Kondens	268	260	-	-	-	-	528
	Kraftvarme	260	244	-	24	-	4	532
D&V	Kondens	25	24	-	-	-	-	49
	Kraftvarme	23	21	-	3	15	0	62
CO₂	Kondens	213	207	-	-	-	-	420
	Kraftvarme	182	163	-	-	24	1	370
Etilskud	Kondens	-0	-0	-	-	-	-	-0
	Kraftvarme	-8	-10	-	-	-	-	-18
Varneafgift		247	223	-	-	4	3	476
Andre emissionsafgifter		42	40	-	0	8	0	91
Nettarif		-	-	-	-	-	-	-
Elsalg	Kondens	-560	-542	-	-	-	-	-1.102
	Kraftvarme	-370	-343	-	-	-55	-	-768
Elindkøb		-0	-	-	-	-0	-	-0
Total		322	287	-	27	-4	8	640

Tabel 31: Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus i A0-kul-scenariet delt op på anlæg.

Samlet økonomi – A1-kul/VV

(mio kr./år)		SSV3	SSV4	Varmerpumppe	Flis Skanderborg	Affald + Nordalim	Spidslast	Total
Brændsler	Kondens	270	295	-	-	-	-	565
	Kraftvarme	243	188	-	24	-	4	459
D&V	Kondens	25	27	-	-	-	-	52
	Kraftvarme	21	16	3	3	15	0	58
CO₂	Kondens	215	235	-	-	-	-	450
	Kraftvarme	164	123	-	-	24	1	312
Etilskud	Kondens	0	0	-	-	-	-	0
	Kraftvarme	-10	-9	-	-	-	-	-18
Varmeafgift		223	168	-	-	4	3	397
Andre emissionsafgifter		41	39	-	0	8	0	88
Nettarif		-	-	-	-	-	-	-
Elsalg	Kondens	-562	-615	-	-	-	-	-1.176
	Kraftvarme	-343	-262	-	-	-55	-	-660
Elindkøb		-	-0	-	-	-	-	-0
Total		286	206	3	27	-4	7	526

Tabel 32: Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus i A1-kul/VV-scenariet delt op på anlæg.

Samlet økonomi – A2-kul/NV

(mio kr./år)		SSV3	SSV4	Varme- pumpe	Flis Skan- derborg	Affald + Nordalim	Spidslast	Total
Brændsler	Kondens	310	278	-	-	-	-	587
	Kraftvarme	175	220	-	24	-	0	419
D&V	Kondens	29	26	-	-	-	-	54
	Kraftvarme	15	19	4	3	15	0	56
CO₂	Kondens	246	221	-	-	-	-	467
	Kraftvarme	114	144	-	-	24	0	282
Etilskud	Kondens	0	0	-	-	-	-	0
	Kraftvarme	-8	-10	-	-	-	-	-18
Varmeafgift		155	196	122	-	4	0	477
Andre emissionsafgifter		39	40	-	0	8	0	86
Nettarif		-	-	28	-	-	-	28
Elsalg	Kondens	-641	-576	-	-	-	-	-1.217
	Kraftvarme	-246	-309	-	-	-55	-	-610
Elindkøb		-0	0	101	-	-0	-	101
Total		187	248	257	27	-4	0	715

Tabel 33: Samlet økonomi for kraftvarmesystemet i Århus i A2-kul/NV-scenariet delt op på anlæg.

16 Yderligere beregningsresultater

Følsomhedsanalyser - CO₂-udledning forbundet med varmeproduktion i Århus

CO ₂ (kilotons/år)	KulPris	GasPris	BiomassePris	CO ₂ Pris	COP	VIND
- 50%	130	88	94	109	86	90
- 37.5%	113	87	85	102	88	90
- 25%	97	86	86	92	87	90
- 12.5%	96	87	89	96	86	87
0 %	87	86	85	88	89	89
+ 12.5%	85	87	96	86	86	86
+ 25%	87	87	138	86	86	91
+ 37.5%	85	89	352	87	88	88
+ 50%	85	88	366	88	91	87
+ 62.5%	86	90	367	86	90	86
+ 75%	85	90	374	86	87	86
+ 87.5%	85	88	369	90	90	88
+ 99%	87	89	370	89	88	92

Tabel 34: CO₂-emissionen forbundet med varmeproduktionen i Århus i 2015 angivet i kilotons pr. år i følsomhedsanalyserne. CO₂-udslippet er beregnet efter merbrændselsprincippet, og tager ikke højde for CO₂-emissioner forbundet med varmepumpens elforbrug.

17 Strategier for elproduktionsenheder i regulerkraftmarkeder

Den primære forskel fra forbrug til produktion er, ved produktion er opregulering aktiv (produktion) og nedregulering passiv (ingen produktion). Altså omvendt af forbrug.

For produktion af pris angiver kip-prisen ved hvilket prisniveau det er rentabelt at producere strøm (kip-pris eller højere). Det regnes igen alene på ingen produktion/fuld produktion. Dellast er ikke vurderet.

Marked	Bidrag
Opreservering	Reservationbetaling
Nedreservering	Reservationbetaling
Spot	Spotprisminus - kippris
Opregulering	Opreguleringspris – kippris
Nedregulering	Kippris – nedreguleringspris

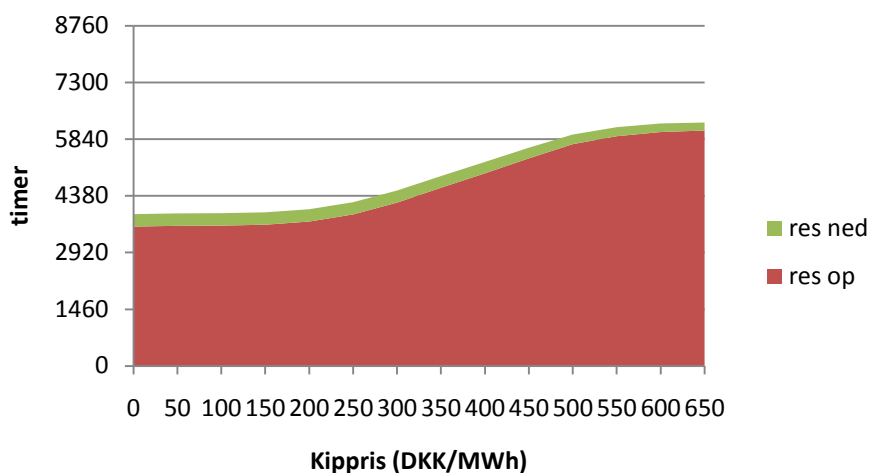
Tabel 35: Beregning af dækningsbidrag i de forskellige markeder for produktion.

Med de tre markeder og de givne formulering er 8 udfaldsmuligheder, som er vist i tabel 36.

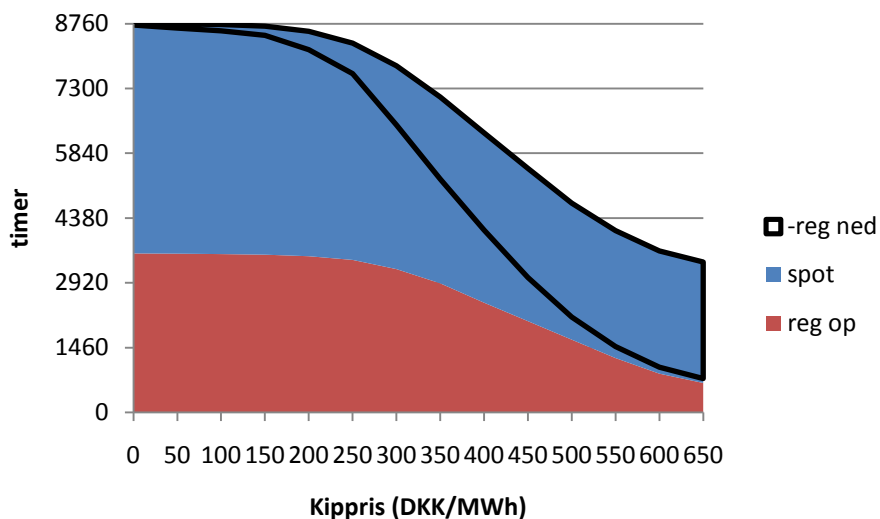
Muligt udfald	Res op	Res ned	Spot	Reg op	Reg ned
1	+				
2	+			+	
3		+	+		
4		+	+		+
5			+		
6			+		+
7				+	
8					

Tabel 36: De otte udfaldsmuligheder for produktion i de tre markeder. De grå felter viser muligheder man udelukkes fra på grund af vundet bud i et tidligere marked.

Figur 29 og Figur 30 viser den optimale drift, som funktion af marginalomkostningen (kippriser) for produktionsenheder. Ved højere kippris, bliver der færre timer med produktion. Der meldes sjældnere ind i spot- eller opregulerkraftmarkedet. Ved meget høj kippris, mældes der kun ind i spotmarkedet, når produktionen kan undtages ved ligeledes indmelding i nedregulerkraftmarkedet. Ved høj kippris kan der dermed tages reservationsbetaling for opregulering i flere timer. Antallet af timer med nedreservationsbetaling er få, men gode, så de udnyttes næste altid uanset kipprisen.



Figur 29: Antal timer med betaling fra reservationsmarkedet for produktionsenheder som funktion af kippris. Det ses at omkring halvdelen af alle timer modtages betaling for at stå til rådighed for opregulering. Priser fra 2008.



Figur 30: Figuren viser optimal drift i spot- og regulerkraftmarkedet for produktionsenheder. Antal drifttimer afhængig af marginalomkostningen (kippris). Priser fra 2008.

Betragtes et værk med en kip-pris på 300 kr/MWh, så viser figur 29 at der opnås den højeste dækningsgrad (ved perfekt information) ved at modtage betaling for at stå til rådighed for opregulering i 4.380 timer. Endvidere at modtage reservationsbetaling i ca. 300 timer. Disse værdier er optimale, når man også kender de følgende priser.

På figur 30 viser det røde areal viser den situation, hvor der ikke meldes ind i spotmarkedet, men hvor enheden aktiveres som op-regulering. Fx er der ved en kip-pris på 300 dk/MWh ca 3.000 timer med opregulering. Det blå areal viser de timer, hvor enheden er aktiveret i spotmarkedet. For 300 dk/MWh er dette ca. 4.500 timer. Af disse er de ca. 1.500 timer imidlertid ophævet igen, idet enheden er stoppet som en del af ned-regulering. Det blå felt med den sorte ramme er af denne type. Bemærk at ved høje værdier af kip-prisen dække dette areal stort set hele det blå areal. Det betyder at al produktion sker som opregulering (dvs enheden er ikke aktiveret i spotmarkedet).

Som nævnt er disse resultater baseret på et fuldt kendskab til priser, og kan alene ses som den maksimale indtjening, som kan opnås.

Simple strategier

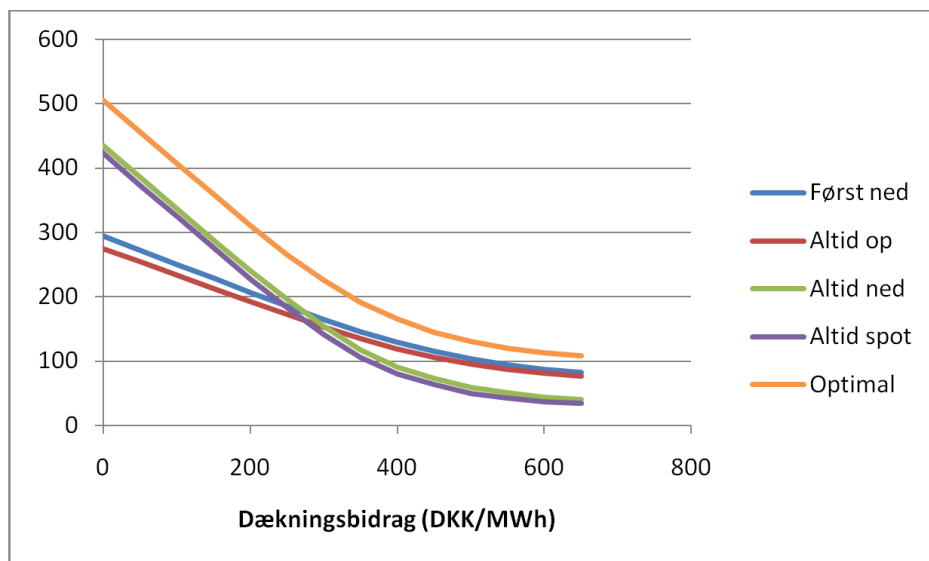
De simple strategier er de overordnet de samme. Dog skal man tage højde for et produktion og forbrug er omvendt med hensyn til aktivitet ved op- og nedregulering.

Når man modtager betaling for reservation i forhold til nedregulering, så skal Producenter have accept i spotmarkedet. Når man modtager betaling for reservation i forhold til op-regulering, så kan Producenter ikke melde ind i spotmarkedet.

Resultatet af strategier testet på data fra hele år 2008 for produktion kan ses på .

Generelt er **altid ned** altid bedre end **altid spot**, da man dermed også får reservationsbetalingen med. Ligeledes er **først ned** altid bedre end **altid op**. Dette skyldes at nedreservation kun er nødvendig i få timer, mens opreservation bestilles i alle timer.

For produktionsenheder med en marginalomkostning lavere end ca. 300 kr/MWh, er det bedst at satse på spotmarkedet og evt. nedregulering. Med en marginalomkostning over ca. 300 kr/MWh, er det bedst at satse vendte på opregulering, før der produceres. Dette svarer til "Først ned" eller "Altid op": Disse strategier søger at maksimere indtægten fra reservationsmarkedet.



Figur 31: Det gennemsnitlige dækningsbidrag per time (DKK/MWh) i år 2008 for en produktionsenhed.

Sammenlignes strategien "Altid spot" med strategien med fuld information, så ses ved en kip-pris på 300 kr/MWh at sidstnævnte øger dækningsbidraget med ca. 45%. Samtlige fire simple strategier giver imidlertid samme resultat – og det kan være vanskeligt at høste denne mergevinst.

18 Balmorel modellen

Analysen af et komplekst kraftvarmesystem kræver redskaber, der muliggør detaljeret modellering af såvel el- som kraftvarmemarkedet, idet det er nødvendigt at analysere varmemarkedets drift i detaljerede tidsafsnit og samtidig studere relevante randbetingelser, som styres af udviklingen på elmarkedet.

Til dette formål er der behov for at kunne gå tæt på producenterne i begge markeder. Dette kræver en fleksibel model, som muliggør detaljeret modellering af kraftvarmesystemet, i form af transmissionsbegrænsninger i varmenettet, anvendelse af detaljerede forbrugsprofiler og detaljeret kendskab til spids- og grundlastanlæg i systemet.

Samtidig er det nødvendigt, at modellen kan analysere forskellige udviklinger i det nordiske elmarked og vurdere konsekvenserne for varmemeforbrugere i Århus. Det kunne fx dreje sig om betydningen af våddår/tørår i Norden, situationer med kapacitetsmangel i Norden, nye eltransmissionsforbindelser eller scenarier for markant vindkraftudbygning og deraf følgende fluktuationer i elprisen.

Til nærværende analyser af kraftvarmesystemet i Århus er det valgt at anvende Balmorel modellen (Baltic Model of Regional Electricity Liberalisation). Modellen er en optimeringsmodel, som oprindeligt er udviklet til at kunne modellere el- og varmesystemerne i østersøområdet.

Den anvendte version af modellen dækker det nordiske og de tyske el- og kraftvarmesystem. Modellen optimerer produktionsfordeling mellem anlæg i det samlede system, herunder også import/eksport forhold, med henblik på at minimere de samlede omkostninger til el- og kraftvarmeproduktion. I det modellerende sker på anlægsniveau, er det muligt at foretage virkelighedsnære simuleringer af forskellige udviklinger på det nordiske og tyske elmarked.

Som udgangspunkt afspejler modellen en situation med velfungerende varme- og elmarkeder med fuldkommen konkurrence både blandt centrale og decentrale anlæg. Modellen giver dog også mulighed for at indarbejde forskellige aftalemæssige begrænsninger, fx omkring varmelevering,

Endvidere kan modellen optimere investeringer i nye produktions- og transmissionsanlæg. Denne funktion benyttes dog ikke i nærværende scenarieanalyser til at bestemme fremtidige investeringer i produktionskapacitet.

I Balmorel beregningerne i dette projekt er året opdelt på 52 uger med hver 5 tidsperioder til at beskrive variationer indenfor ugen.

Yderligere information om modellen kan findes på www.balmorel.com.

Modellering af varmesiden

På modelsiden, er modellen tidligere udviklet til håndtering af transmissionsbegrænsninger i fjernvarmenettet. Modellen regner i den forbindelse med, at energi over alt i systemet kan overføres uden tidsforsinkelser. Ved modellering af varmeoverførsel fra værk til forbrugsområder og mellem områder ses der således bort fra evt. tidsforsinkelser i fjernvarmenettet. Der tages endvidere ikke hensyn til temperaturkrav i fjernvarmesystemet, idet der regnes med, at produktionsenhederne leverer varme ved en temperatur, der sikrer, at den ønskede varmeenergi kan leveres.

På datasiden er der indsamlet detaljerede data om såvel forbrug, transmission og produktionsforhold i kraftvarmesystemet i Århus

- Forfinede varmem**forbrugs**profiler for Århus
- Opdeling af fjernvarmenettet i forbrugsområder, hvorimellem det er muligt at indlægge begrænset **transmissions**kapacitet
- Detaljeret modellering af **produktions**anlæggene i systemet

Modellens resultater

I Balmorel modellen er det muligt at udtrække en lang række forskellige typer resultater, bl.a. produktioner, brændselsforbrug, emissioner og udvekslet energi mellem varme- og elområder. Opgørelserne kan foretages på værksniveau, såvel som på aggregeret niveau.

Modellen udregner også marginale varmeomkostninger¹² og elpriser defineret som de marginale produktionsomkostninger i systemet for hhv. varme- og el i de forskellige el- og varmeområder. I en situation med overskudskapacitet svarer priserne til de variable produktionsomkostninger på eksisterende anlæg, dvs. overvejende brændselsomkostninger.

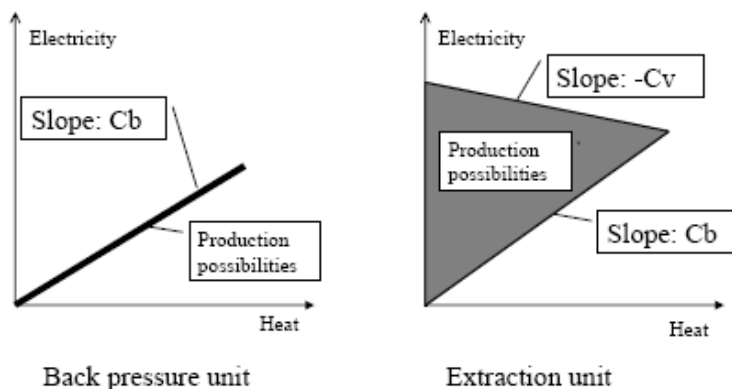
Med udgangspunkt i de fundne produktionsfordelinger samt elpriser og marginale varmeproduktionsomkostninger sammenlignes forskellige modelkørsler og på den baggrund kan de samfundsøkonomiske konsekvenser af at gennemføre forskellige tiltag på el- eller varmesiden vurderes. Konsekvenser kan desuden vurderes for forskellige aktørgrupper i samfundet som fx elforbrugere, varmemeforbrugere, producenter og ejere af transmissionsnet. Den samlede samfundsøkonomiske konsekvens af et tiltag er lig summen af konsekvenser for de enkelte aktørgrupper.

I nærværende projekt er der regnet de gældende regler for afgifter i el- og varmesektoren i Danmark. Beregningen af driften i systemet tager derfor hensyn til disse omkostninger, og minimerer de samlede omkostninger under hensyntagen til dette. Dermed er der taget hensyn til de reelle incitamenter i el- og varmesystemet. Samfundsøkonomiske beregninger medtager derimod ikke afgifter. I nærværende projekt er de samfundsøkonomiske konsekvenser beregnet ved at tage udgangspunkt i driftsforholdene, som de er blevet beregnet under hensyntagen til afgifter. I de efterfølgende økonomiske opgørelser er der til gengæld set bort fra afgifterne og kun medtaget de poster, der indgår i samfundsøkonomiske beregninger ifølge energistyrelsens anbefalinger (7). Driftssituationen er dermed ikke regnet om.

Elproduktion ved kondens og kraftvarme

¹² Skal ikke forveksles med de faktiske varmepriser, der er baseret på konkrete aftaleforhold.

El produceres i Århus delvis som kraftvarme og delvis som kondensproduktion – dvs. ren elproduktion uden samtidig varmeproduktion. Den mulige sammensætning af produktion af el og varme på kraftvarmeværker som den tilnærmes i Balmorel er illustreret på følgende figur.



Figur 32: Kraftvarmenheder i Balmorel.

På figuren vises de to modeltyper for kraftvarmeværker som Balmorel anvender. Til venstre "back pressure unit" repræsenterer en modtryksenhed. Kendetegnet ved disse typer enheder er, at der er et nogenlunde fast forhold imellem el og varmeproduktion. Der tages dermed ikke højde for, at dellastegenskaber kan variere fra fuldlast. Til højre på figuren illustreres modelleringen af et udtagsanlæg. Produktionen af el og varme kan finde sted i et hvilket som helst punkt i det grå område. I Århus er Studstrupværkets blok 3 og 4 modelleret som udtagsanlæg. Alle andre kraftvarmeanlæg (inklusive affaldskraftvarmeanlæg) er modelleret som modtryksanlæg.

Beregning af kondensel i modellen

Al elproduktion på modtryksanlæggene betragtes som kraftvarme. I udtagsanlæggene er der tale om en kombination. For hvert tidsafsnit regnes elproduktion svarende til varmeproduktionen * C_m (på figuren = C_b) som værende kraftvarme elproduktion. Øvrig elproduktion regnes som kondensel, da der for denne andel af elproduktionen ikke er produceret mervarme.

Økonomiske analyser af fjernvarmesystemet

Den pris, som de lokale varmeselskaber betaler for varmen, er sammensat af omkostninger til afskrivning og drift af transmissionssystemet, faste og variable betalinger til varmeproducenterne samt afgifter til staten. Størstedelen af varmeprisen udgøres af variable betalinger til varmeproducenterne og af afgifter. Der er betydelig usikkerhed om, hvordan disse omkostningselementer udvikler sig i fremtiden. Det er derfor disse to elementer, der har hovedfokus i denne rapport.

Således er der i dette projekts økonomiske beregninger fokus på de variable omkostninger til varmeproduktion. Ved præsentation af de økonomiske vurderinger er der kun i visse tilfælde inddraget faste omkostninger til afskrivning og forrentning af transmissionsnet og produktionsanlæg, ligesom der i de fleste tilfælde heller ikke er medtaget faste omkostninger til drift og vedligeholdelse.

I de økonomiske analyser har der været fokus på økonomien for produktion af varmen på værkerne. Der er således ikke i analyserne set på varmens distribution i de underliggende varmenet og omkostninger forbundet hermed. Endvidere er der ikke set på omkostninger til transport af energi i transmissionsnettet, mens der dog er taget hensyn til varmetab i fjernvarmenettet. Således er økonomien regnet ab produktionsanlæg.

I de økonomiske beregninger ses der på økonomien fra en omkostningsvinkel. Varmeproduktionsomkostningerne opgøres efter en metode, hvor de samlede omkostninger på anlæggene beregnes inkl. brændsels- og drift og vedligeholdelsesudgifter, emissionskatter og brændselsafgifter. Herfra trækkes indtægter fra et evt. elsalg, og den resterende omkostning tilskrives varmesiden. Denne metodik kan opfattes som en økonomiberegning, hvis varmesiden ejede anlægget.