

Master i Teknisk Videnskabelig Miljøvurdering
Mini-projekt - 2. semester – foråret 2008

Jørgen Krarup - Studienummer: 19862508

Integrering af vindmøller og store varmepumper i fjernvarmeproduktion

Frederikshavn Varme A/S



Vejleder: Anders N. Andersen

Indhold

1	Indledning	3
	1.1 Problemstilling	
	1.2 Idégrundlag og perspektiv	
	1.3 Problemformulering	
	1.4 Metode	
	1.5 Afgrænsning	
2	Erfaringer med store varmepumper	4
	2.1 Forsøgsprojekt i Frederikshavn	
	2.2 Danske erfaringer	
	2.3 Svenske og norske erfaringer	
3	Konceptet	6
	3.1 Eksisterende forsyning	
	3.2 Anlægskoncept	
	3.3 Driftskoncept	
4	Modellering	9
	4.1 Principielt om modelleringen i energyPRO	
	4.2 Vindkraft	
	4.3 Varmepumpeanlæg	
	4.4 Varmelagring	
	4.5 Nettovarmeproduktionsomkostning og driftsstrategi	
	4.6 Validering af model	
	4.7 Sammenfatning	
5	Resultater	13
	5.1 Scenarier	
	5.2 Driftsresultater	
	5.3 Vinterdrift	
	5.4 Selskabsøkonomi	
	5.5 Følsomhedsvurdering	
	5.6 Sammenfatning	
6	Perspektivering	18
7	Konklusion	19
8	Kilder og bilagsoversigt (bilag vedlagt på CD)	20

Forside: Vindmøller på Frederikshavn havn

1. Indledning

1.1 Problemstilling

Frederikshavn byråd har besluttet, at Frederikshavn by senest i år 2015 skal være 100 % forsynet med vedvarende energi inden for elforbrug, varmeforsyning og transport. Som et led i dette projekt skal fjernvarmeforsyningen i Frederikshavn by omstilles til vedvarende energi.

Idet nogle vedvarende energiresourcer har et begrænset potentiale, har direktionen i Frederikshavn Varme A/S besluttet at undersøge, om en del af fjernvarmeforsyningen kan baseres på i princippet ubegrænsede, men fluktuerende, vedvarende energikilder så som sol, vind og tilgængelige varmereservoarer. Herved vil der kunne friholdes mere af den begrænsede energiresource *biomasse*, som så til gengæld kan anvendes til energiforsyning af eksempelvis transportsektoren og individuelle energiforbrugere i by og på land.

1.2 Idégrundlag og perspektiv

Mini-projektets idégrundlag er at undersøge, om anvendelse af store eldrevne varmepumper i fjernvarmeforsyningen er driftsmæssig og økonomisk hensigtsmæssig, og hvor stort et naturgasforbrug varmepumpen i givet fald vil kunne fortrænge fra fjernvarmeproduktionen.

Hvis konceptet kan blive en selskabsøkonomisk fornuftig og betydende bidragsyder til fjernvarmeforsyningen, er perspektivet, at konceptet generelt kan anvendes i den danske fjernvarmeforsyning på steder med adgang til billig el og varmereservoarer i form af hav, bælt eller fjord. Varmereservoarer langs kysterne og el fra vindenergi er nogle af de forholdsvis få ubegrænsede energiresourcer, der er adgang til i Danmark.

1.3 Problemformulering

Med baggrund i problemstillingen og idégrundlaget besvarer miniprojektet følgende spørgsmål:

Udgør integrering af store eldrevne varmepumpeanlæg i Frederikshavns fjernvarmeproduktion en substantiel og selskabsøkonomisk attraktiv delløsning af Forsyningsens omstilling til 100 % vedvarende energi?

1.4 Metode

Opgaven løses metodisk ved anvendelse af energisystemanalysemodellen energyPRO (version 3.3.0.16, marts 2008). energyPRO er beregnet på driftsmæssige og økonomiske analyser af et afgrænset og veldefineret energisystem [Kørnøv et al., 2007, s. 541].

1.5 Afgrænsning

Opgaven gennemføres med Frederikshavn Varme A/S som case, hvor der tages udgangspunkt i den eksisterende forsyningsstruktur og det eksisterende varmegrundlag.

Mini-projektet fokuserer udelukkende på undersøgelse af muligheden for en juridisk, teknisk og økonomisk forsvarlig integrering af større varmepumper i den eksisterende fjernvarmeforsyning i Frederikshavn. Mini-projektet går ikke ind i en analyse eller diskussion af begreberne vedvarende energi, fornybar energi eller bæredygtig energi.

2. Erfaringer med store varmepumper

Generelt er det vanskeligt at finde konkret information om erfaringer med brug af store varmepumper i fjernvarmeforsyning. Indledningsvis skal der dog redegøres for de erfaringer og undersøgelser, der er tilvejebragt i forbindelse med mini-projektet.

2.1 Forsøgsprojekt i Frederikshavn

Frederikshavn Forsyning har så tidligt som i 1980'erne forsøgt at anvende en dieselmotor drevet varmepumpe med spildevand fra det kommunale renseanlæg i Frederikshavn som varmereservoir. Pumpen, der var baseret på stoffet Freon 114, og som havde en varmeeffekt på ca. 8 MW, kom imidlertid aldrig til at fungere tilfredsstillende, dels som følge af motorvanskeligheder, dels som følge af overdimensionering af varmepumpen. Pumpen blev skrottet i midten af 1980'erne.

Med byrådets målsætning om indførelse af 100 % vedvarende energi har interessen for varmepumper fået en renaissance i Frederikshavn. Som følge heraf har Frederikshavn Varme A/S indledt et samarbejde med DONG Energy A/S og Aalborg Universitet med det formål at undersøge, om der er basis for etablering af en forsøgsvarmepumpe fra og med året 2009.

DONG har entreret med konsulentfirmaet COWI om udarbejdelse af et feasibility study for en CO₂-forsøgsvarmepumpe af mærket Advansor og igen med en placering på det kommunale spildevandsreanseanlæg i Frederikshavn. Denne gang er pumpens varmeeffekt imidlertid begrænset til 0,9 MW omtrent svarende til varmekapaciteten i renseanlæggets døgnvandmængde [DONG Energy, 2008]. Feasibility studiet belyser et koncept, hvor varmepumpen dels drives på et internt elkabel fra fire eksisterende forsøgsvindmøller på Frederikshavn havn, dels på el fra nettet.

De foreløbige resultater af feasibility study'et er, at varmepumpen er konkurrencedygtig i sammenligning med fjernvarmeforsyningens eksisterende varmeproduktionsanlæg og har en benyttelses tid på mellem 4.500 og 6.000 timer om året afhængig af driftskoncept [DONG Energy, 2008]. Projektet er imidlertid belastet af, at der med henblik på at undgå betaling af afgifter på strøm skal anvendes ca. 3,5 mio. kr. på at trække et internt kabel på ca. 4 km mellem møllerne på havnen og varmepumpen på renseanlægget. Dette skal sammenholdes med, at varmepumpens anskaffelsespris i sammenligning med kablet i sig selv kun udgør ca. 2,5 mio. kr.

På grund af de uforholdsmæssigt høje kabelomkostninger i forhold til pumpens størrelse er projektet kun i mindre omfang interessant med hensyn til belysning af varmepumpens produktionspotentiale i relation til fjernvarmeforsyning (men dog nok interessant med henblik på testning af selve CO₂-varmepumpen).

Det større perspektiv for anvendelse af varmepumpe i fjernvarmeforsyning ligger derfor i et koncept, der ikke er begrænset af et varmereservoirs kapacitet, og som ikke er belastet af uforholdsmæssigt store kapitalomkostninger til "uproduktive" anlæg så som meget omfattende særskilte kabelføringer mellem vindmøller og varmepumpeanlæg.

2.2 Danske erfaringer

På baggrund af telefoniske samtaler med Energistyrelsen i april måned 2008 kan det slutes, at der aktuelt ikke er konkrete forsøg i gang i Danmark med anvendelse af større varmepumper i en dansk fjernvarmeforsyning. Det tætteste vi kommer på et tilløb til en afklaring, er en slutrapport fra Teknologisk Institut om 'Miniskala-varmepumpe med CO₂ som kølemiddel til decentrale kraftvarmeværker'.

Af slutrapporten fremgår det, at en satsning på varmepumper i fjernvarmeforsyninger vil være gunstig som følge af tidens høje gaspriser, men at der mangler forsøg med fuldskala anlæg i Danmark. Til brug for rapporten er der gennemført laboratorieforsøg på en CO₂-varmepumpe, der dokumenterer en COP på 3,2 – 3,3. Det forventes imidlertid, at med de rigtige komponenter kan

pumpen nå den teoretiske COP på 3,7 – 3,8 og ved en yderligere optimering måske 4. Driften af laboratorieforsøgene var helt uproblematisk, men rapporten peger også på, at der mangler at blive gennemført forsøg i fuld skala på kraftvarmeværker.

Rapporten peger endvidere på, at en barriere for anvendelse af varmepumper i kraftvarme ligger i en svært gennemskuelige og til tider ulogisk lovgivning. Dette er et problem eftersom varmepumpen tilbyder store økonomiske og miljømæssige gevinster for samfundet [Teknologisk Institut, 2006].

2.3 Svenske og norske erfaringer

Det har ikke været muligt inden for mini-projektets rammer at fremskaffe oplysninger på eksisterende erfaringer med varmepumper i Sverige og Norge. I forbindelse med projektet har der været rettet en henvendelse til energiselskabet e-on's afdeling i Sverige, som driver en havvandsbaseret varmepumpe i Malmö. 'e-on Sverige' har på den ene side været meget imødekommende med formidling af kontakt til den driftsansvarlige for varmepumpeanlægget i Malmö; på den anden side har e-on (af helt forståelige årsager) ikke uden videre og uden nærmere formaliteter villet oplyse om driftserfaringer og resultater på anlægget, og det har som sagt ikke været muligt seriøst at forfølge kontakten inden for mini-projektets rammer.

Der findes også andre steder i Sverige, hvor der er erfaringer med store eldrevne saltvandsbaserede varmepumper (blandt andet Stockholm og på Gotland), ligesom der i Norge findes erfaringer med store varmepumper [COWI, 2005].

Hvis der i Frederikshavn skal træffes beslutning om en egentlig investering i en saltvandsbaseret varmepumpe, bør erfaringer fra Sverige og Norge inddrages i videst muligt omfang, og Frederikshavn Varme A/S bør i den henseende alliere sig med et "søsterselskab" i enten Sverige eller Norge, som kan bistå med praktiske erfaringer.

3. Konceptet

3.1 Eksisterende forsyning

Frederikshavn by har følgende eksisterende kollektive energianlæg:

	Effekt	Varme- og vindmøllestrømproduktion (MWh)			
		2004	2005	2006	2007
Affaldskraftvarme	10,0 MW-varme	75.000	80.500	77.000	80.000
Turbine (naturgas)	31,5 MW-varme	120.000	131.000	121.000	95.000
Kedler (naturgas)	65,0 MW-varme	28.000	14.000	26.000	46.000
Varme i alt	106,5 MW-varme	223.000	225.500	224.000	221.000
Vindmøller (4 stk.)	10,6 MW-el	26.000	25.000	21.000	27.500

Tabel 1: Eksisterende kollektive anlæg [Frederikshavn Varme A/S].

Affaldskraftvarmeværket producerer kontinuert grundlast over hele året og dækker i perioden juni til medio september stort set hele byens fjernvarmebehov. Turbinen leverer mellemlasten i perioden september til og med maj, mens kedlerne over hele året dækker behovet for reserve- og spidslast. Affaldsforbrændingsanlægget og de fire møller på havnen er i dag ejet af DONG Energy A/S. De fire møller fungerer som forsøgsmøller, hvilket kan indebære, at møllerne i perioder ikke producerer som under normale driftsforhold.

Det fremgår af tabel 1, at byens varmegrundlag ligger i en størrelsesorden af 225 GWh/året, og at turbinen har en stor benyttelsesgrad, mens de to gamle kedelstationer fra 1970'erne normalt kun benyttes i mindre omfang.



Affaldskraftvarmen



Turbineanlægget



Møllerne på havnen

Figur 1: Frederikshavn by og eksisterende forsyningsanlæg.

3.2 Anlægskoncept

Med lov nr. 1417 af 21. december 2005 er afgiften på kraft-varmeverkers varmeproduktion uden samtidig kraftproduktion reduceret til 50 kr./GJ samtidig med at PSO-afgiften er fjernet for sådanne produktioner. Formålet med afgiftslempelsen har været at give kraft-varmeproducenter en valgmulighed mellem varmeproduktion på kraftvarmeanlæg eller varmeproduktion på rene varmeproduktionsanlæg og dermed undgå en for samfundet ulønsom el-produktion. Afgiftslempelsen giver et større selskabsøkonomisk råderum for at producere varme på kedler og elpatroner.

Endnu bedre end at betale den reducerede afgift er ikke at betale afgift overhovedet. Dette kan lade sig gøre, hvis vindmølleanlægget og varmepumpen er direkte forbundne ved et internt elkabel, og såfremt vindmølleanlægget og varmepumpen tilhører samme juridiske enhed [bilag 1].

Med hensyn til anvendelse af store varmepumper i en fjernvarmeforsyning ligger det interessante således i at få belyst i hvilket omfang, det er juridisk, teknisk og økonomisk muligt at drive pumpen på henholdsvis internt tilkoblede vindmøller, henholdsvis på el købt på spot markedet som leveres over det kollektive distributionsnet.

Mini-projektets anlægskoncept består derfor i:

- Den eksisterende affaldsvarmeproduktion anvendes fortsat som systemets grundlast.
- Den eksisterende naturgasturbine leverer fortsat mellemlast til systemet og el til nettet.
- De eksisterende kedler leverer fortsat reserve- og spidslast til systemet.
- Det forudsættes som et tankeeksperiment, at de fire eksisterende møller på havnen kan overtages af Frederikshavn Varme A/S fra DONG Energy A/S, og at Frederikshavn Varme A/S investerer i varmepumpekapacitet (med havet som varmereservoir) til installering på havnen i umiddelbar tilknytning til vindmøllerne, således at møller og varmepumpe tilhører samme juridiske enhed, og således at møllerne kan forsyne varmepumpeanlægget på et internt elkabel (alternativt kan der etableres et særskilt selskab for vindmøllerne og varmepumpen, som kan sælge varmen til Frederikshavn Varme A/S).
- Frederikshavn Varme A/S investerer eventuelt i en øget varmeakkumuleringskapacitet.

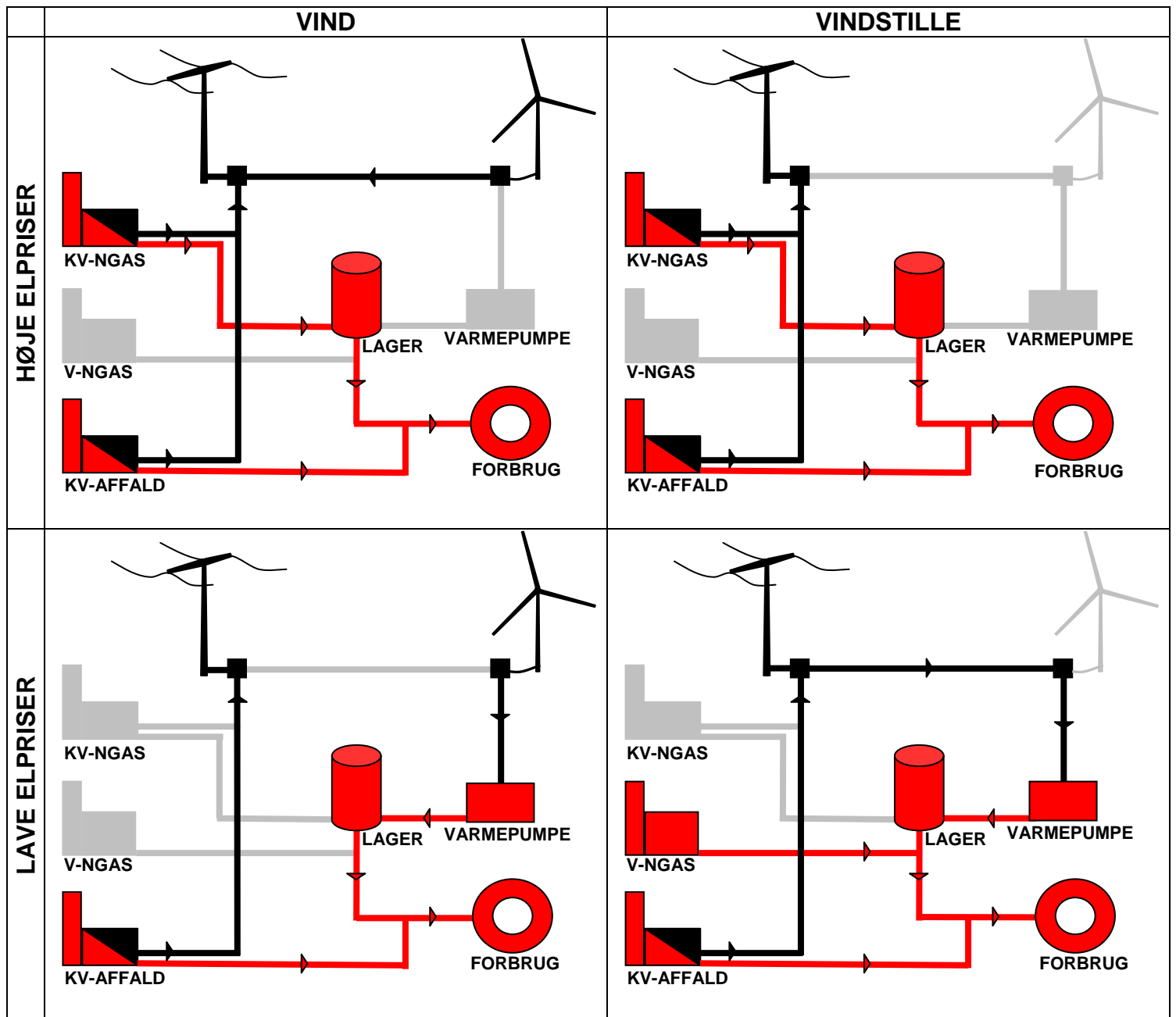
3.3 Driftskoncept

Et driftskoncept for en varmeforsyning må forholde sig til mindst to overordnede styringsmekanismer for driften: forbrugernes varmebehov og muligheden for supplerende indtægter fra salg af el til markedet.

Miniprojektets driftskoncept består derfor i idealiseret form i:

- Affaldsvarmen skal af forbrændingsmæssige hensyn udnyttes kontinuert over hele året.
- Gasturbinen producerer fortrinsvis i perioder med høje priser på el spot markedet af hensyn til reduktion varmeomkostningsprisen på turbinen.
- Varmepumpen anvendes fortrinsvis i perioder, hvor det ikke er attraktivt at afsætte vindmøllestrømproduktionen til el spot markedet og/eller i situationer, hvor indkøbspriserne på el spot markedet er meget lave.
- Kedlerne anvendes så vidt muligt kun i perioder med vindstille og lave elpriser på spot markedet.
- Varmeakkumuleringsstanken udnyttes til lagring af varme ved produktion på varmepumpen ved de lave el spot priser og på turbinen ved de høje el spot priser.

Driftskonceptet er illustreret i nedenstående figur, hvor idealiserede driftssituationer er opstillet.



KV-NGAS (kraftvarme produceret på naturgas). V-NGAS (varme produceret på naturgas). KV-affald (kraftvarme produceret på affald).

Figur 2: Idealiserede driftssituationer.

I situationer med vind og høje elpriser sælges strømmen fra vindmøllerne til nettet, mens KV-NGAS leverer strøm til nettet og varme til forbrug eller lager. Ved vindstille går vindmøllerne selvsagt ud af drift.

I situationer med vind og lave elpriser leverer vindmøllerne strøm til varmepumpen, som leverer varme til forbrug eller lager, mens driften på KV-NGAS indstilles.

I situationer med vindstille og lave elpriser går vindmøllerne ud af drift, mens driften på KV-NGAS indstilles, idet V-NGAS og lageret leverer varme til varmeforbrug. Ved tilstrækkeligt lave priser på el spot markedet kan varmepumpen også holdes i drift på indkøbt el.

4. Modelling

4.1 Principielt om modelleringen i energyPRO

Modelleringen af konceptet i energyPRO er en fortolket repræsentation af virkeligheden. Der skal derfor kort redegøres for, hvilken grundlæggende beskrivelse programmet giver af energikonceptet og hvilken principiel begrænsning, der som følge heraf er forbundet med beskrivelsen.

energyPRO udfører på grundlag af historiske data en minutiøs gennemregning af energisystemet med tusindvis af kalkulationsperioder. energyPRO gennemregner ikke et system kronologisk, men lader initialt anlæggene producere på de mest favorable tidspunkter på året, ugen og døgnet ud fra kendte tidsserier (eksempelvis hvornår på ugen og døgnet varmelageret skal fyldes med elprisniveauet som driftskriterium). Ved iterativ beregning kobles de mindre favorable perioder efterhånden på, indtil hele periodens varmebehov er dækket driftsøkonomisk optimalt ind [Kørnøv et al., 2007, s. 527]. Dette betyder, at programmet fastlægger en optimal driftssituation for konceptet ud fra *progressiv kalkulation* og på baggrund af *historik*.

En forsyningsvirksomheds hverdag er imidlertid hverken bagudrettet, diskontinuert eller kalkulerende, men *kronologisk fremadskridende og prognosticerende*. Derfor vil energyPRO's repræsentation af virkeligheden have den begrænsning i forhold til Forsyningens hverdagssituation, at Forsyningen i sagens natur ikke vil have samme muligheder for at optimere årets samlede drift fremadrettet, som programmet har bagudrettet.

4.2 Vindkraft

Til brug for beregningerne i energyPRO er anvendt tidsserien på el spot markedet for 2006, som er korrigeret til 2008-niveau (den gennemsnitlige el spot pris lå i 2006 på 330 kr/MWh mod forventeligt 365 kr./MWh i 2008). Til brug for simulering af vindmøllestrømproduktionen er anvendt vindmølleproduktionen i Vestdanmark i 2006, som er nedskaleret til en vindmølleeffekt på 10,6 MW svarende til de fire møller på Frederikshavn havn¹.

Modelleringsmæssigt ligger der et problem i at anvende mølleproduktionen for hele Vestdanmark, idet lokale udfald og variationer på møllerne i Frederikshavn herved ikke slår direkte igennem på varmpumpeanlægget. På den anden side ville anvendelse af en tidsserie for de fire møller på havnen i Frederikshavn indebære det problem, at der er tale om forsøgsmøller, der har perioder uden produktion på grund af nedbrud. Eksempelvis var en af møllerne helt ude af drift i halvdelen af 2007.

Anvendelse af tidsserier for el spot markedet og vindmølleproduktion for Vestdanmark fra 2006 omskalleret til mini-projektets planlægningsår, som er 2008, vurderes at give et tilstrækkeligt godt grundlag for projektets beregninger, idet projektets overordnede mål er at afklare en varmpumpes potentielle bidrag til en fjernvarmeproduktion.

Med henblik på en eventuel investering i varmpumper i Frederikshavn bør der imidlertid i givet fald laves simuleringer med udgangspunkt i tidsserier på produktionen på de fire møller i Frederikshavn. En sådan simulering vil i højere grad vise mulige problemer ved en "hård kobling" for et varmpumpeanlæg, som tilsluttes direkte til de lokale vindmøller.

4.3 Varmepumpeanlæg

Varmepumpens varmeproducerende egenskaber afhænger af COP-værdien (Coefficient of performance). Værdien varierer med varmeniveauet i det varmereservoir, hvorfra varmen skal

¹ De efterfølgende beregninger i energyPRO indikerer imidlertid, at vindmølleproduktionen formentlig er nedskaleret for meget (for konservativt), idet møllernes produktion for 2008 i energyPRO-modellen ligger på 20,4 GWh/år, mens målingerne på de fire møller på havnen viser, at den årlige produktion ligger på ca. 26 – 28 GWh/år, jf. tabel 1.

tages. Advansor A/S's produktblade angiver, at firmaets CO₂-varmepumpe ved en fordampningstemperatur på 0 °C og en indgangs- og udgangstemperatur på fjernvarmevandet på hhv. 40 og 80 °C har en COP på 2,5. Ved en fordampningstemperatur på 10 °C stiger COP til 3 [Advansor A/S's nyhedsbrev, 2007].

Det schweiziske firma FrioTherm, som blandt andet producerer store ammoniak-varmepumper, opgiver i en salgsoptilling fra 2007 på en 18 MW_q-varmepumpe ikke driftsparametre for fordampningstemperaturer på under 5 °C.

Det forekommer således, at driftssituationen i vinterhalvåret, hvor temperaturen i lange perioder kan ligge på 1 – 3 °C og i nogle år forværres til tilisning af havet, er noget uafklaret for danske klimaforhold, fordi der ikke foreligger danske erfaringer herpå.



Fig. 3: Havvandstemperaturer umiddelbart uden for Frederikshavn havn, 2006 [Vejr2, 2007].

For ikke at overvurdere varmepumpens præstationer opererer simuleringen i energyPRO med en gennemsnit COP for hele året på 2,75 svarende til en tilgangs- og afgangstemperatur på havvandet på hhv. 12 og 8 °C [Advansor A/S]. Dette indebærer imidlertid, at driftsresultater i perioder med meget lave vandtemperaturer ikke bliver særskilt belyst, hvilket er en betydende mangel ved simuleringen, idet fjernvarmebehovet netop er størst i vinterperioden.

4.4 Varmelagring

For en driftsstrategi, hvor det også handler om at producere varme afhængig af prisudviklingen på el spot markedet, er det af betydning at undersøge om en øget mulighed for varmeakkumulering kan forbedre driftsøkonomien.

Forsyningsens eksisterende akkumuleringstank (en isoleret ståltank) har et volumen på 7.940 m³ og en kapacitet på ca. 350 MWh, hvilket svarer til ca. 8 timers fuldlastvarmeproduktion på turbineanlægget. Tanken anvendes til akkumulering af varme, således at el-produktionen kan placeres på tidspunkter af døgnet, hvor der er størst behov for el-produktionen. Tanken kan indgå i en døgnudjævning af varmeforsyningen, derved at der eksempelvis kan produceres varme i nattetimerne på en varmepumpe, hvis el spot prisen er lav i nattetimerne, således at vandet fra tanken kan anvendes under spidsbehov i dagtimerne.

Under kørslerne i energyPRO er der eksperimenteret med at øge varmeakkumuleringskapaciteten til det dobbelte svarende til ca. 700 MWh.

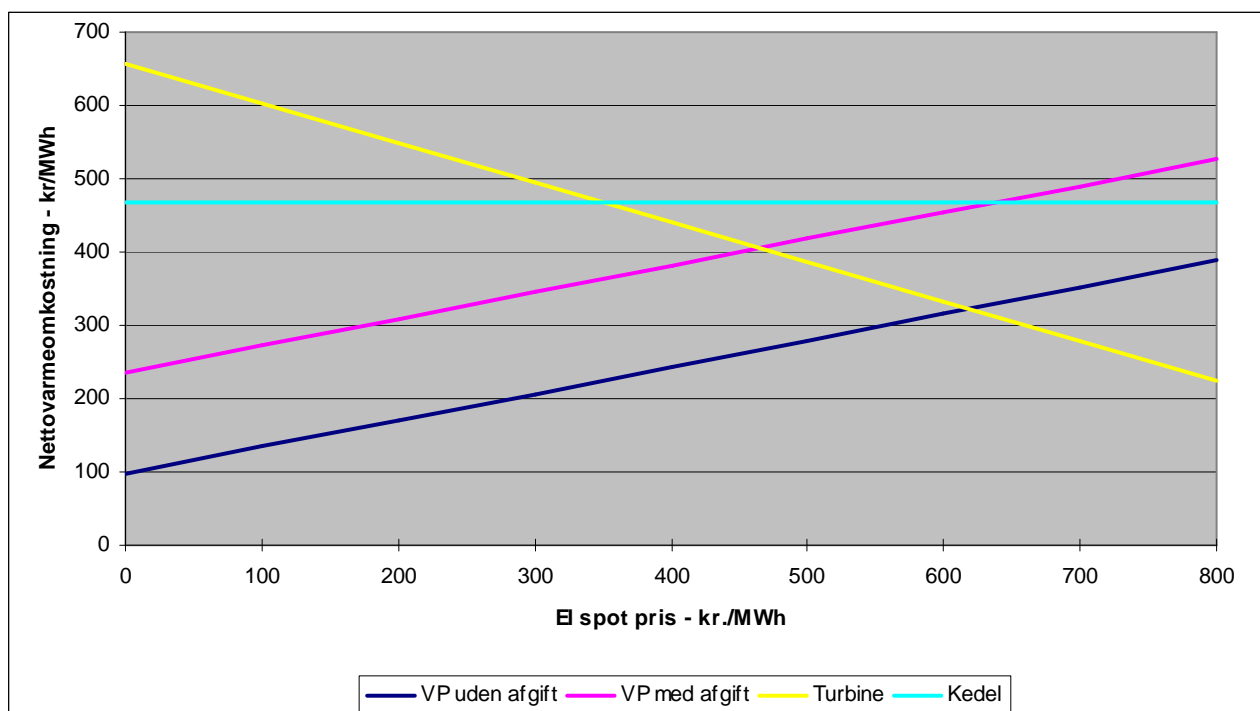
4.5 Nettovarmeproduktionsomkostning og driftsstrategi

Valg af driftsstrategi afhænger grundlæggende af de forskellige anlægs nettovarmeproduktionsomkostninger og eventuelle driftsmæssige bindinger. Den driftsoptimale situation er til enhver tid at kunne anvende anlægget med den laveste nettovarmeproduktionsomkostning. Denne omkostning er faldende for turbinen og stigende for varmepumpen ved stigende elpriser på spot markedet, mens kedlerne er uafhængige af elprisen.

Beregningen af nettovarmeomkostningen er baseret på de afgiftsregler, der fremgår af lov nr. 1417 fra 21. december 2005 og lov nr. 1536 fra 19. december 2007. Heraf fremgår, at kraftvarmeværker ved produktion af varme uden samtidig kraftproduktion højst skal betale 50 kr./GJ produceret varme frem til og med 2011. I dette projekt lægges det til grund, at denne afgiftsstruktur ikke ændres til ulempe for eksempelvis store varmepumper, idet varmepumper i fjernvarmesystemer er et af de områder, som regeringen i energiaftalen fra 21. februar 2008 har forpligtet sig til at undersøge nærmere [Klima- og Energiministeriet, 2008]. Mini-projektet forudsætter derfor, at den gældende afgift på el til varmeproduktion på varmepumper forsætter i en investeringsperiode på mindst 15 år. Nettovarmeomkostningsberegningerne fremgår af bilag 2.

Varmepumpens nettovarmeomkostning bygger - ud over betaling af afgifter og net-tariffer - på den offeromkostning, der svarer til den indtægt, der ellers ville være opnået ved salg af vindmøllestrømmen til el spot markedet tillagt de tilskud, som møllerne ville modtage efter gældende regler. Efter nugældende regler ville de fire møller på havnen modtage 10 øre/kWh i VE-bevis og 2,3 øre/kWh i balanceomkostninger gældende i 20 år [DONG Energy A/S, 2008]. I simuleringen i energyPRO anvendes gældende regler for april 2008.

Med energiaftalen fra februar 2008 kan det forventes, at støtten til nye vindmøller ændres til 25 øre/kWh i 22.000 fuldlasttimer plus 2,3 øre/kWh i balanceomkostninger og 0,4 øre/kWh til grøn fond [Energi- og Klimaministeriet, 2008].



Figur 4: Nettovarmeproduktionsomkostning 2008 [bilag 2].

Den gennemsnitlige el spot pris er i simuleringen i energyPRO for 2008 sat til 365 kr./MWh. Baggrunden herfor er, at Energistyrelsen forventer, at den fremtidige elpris på længere sigt kommer til at ligge i gennemsnit på omkring 350 kr./MWh. Men i årene 2008 – 2010 forventes prisen imidlertid at ligge på mellem 350 og 450 kr. [Energistyrelsen, 2008]. I gennemsnit har prisen indtil videre i 2008 ligget på 343 kr./MWh [Energinetdk]. Et rimeligt bud på en el spot pris for planlægningsåret 2008 vurderes derfor at være 365 kr./MWh, idet denne pris er fastlagt forholdsvis konservativt for varmepumpens vedkommende uden at beregningen dog herved lægger sig på et 'worst case scenarium'.

Af figur 4 ses at varmepumpen uden afgift er at foretrække ved elpriser på op til over 600 kr./MWh, hvorefter turbinen er mest fordelagtig. Varmepumpen tillagt afgift kan konkurrere med turbinen på spot markeds priser på op til ca. 475 kr./MWh. Kedlerne er ikke på noget tidspunkt økonomisk fordelagtige, men i perioder med stort varmebehov, hvor varmepumpeanlæggets kapacitet er opbrugt, vil kedlerne kunne udkonkurrere turbinen, når prisen på el spot markedet er under ca. 350 kr./MWh.

For at opnå det optimale driftsmæssige resultat er energyPRO's styringsfacilitet *Brugerdefineret driftsstrategi* anvendt. Programmet er i beregningerne sat således op, at anlæggene er prioriteret efter deres nettovarmeomkostningspris. Herved vil det anlæg med den til enhver tid laveste nettovarmeproduktionsomkostning blive anvendt, med mindre en uomgængelig driftsbinding betinger andet.

4.6 Validering af model

Gennemregning af referenceanlægget (det vil sige alle anlæg bortset varmepumpeanlægget og vindmøllerne) for året 2006, hvorfra tidsserien på el spot markedet er hentet, giver følgende resultat:

Året 2006	Målt	energyPRO	Afvigelse
Affaldskraftvarme (MWh)	77.000	78.000	1 %
Turbine (n-gas) (MWh)	121.000	131.000	8 %
Kedler (n-gas) (MWh)	26.000	16.000	- 38 %
Varmegrundlag (MWh)	224.000	224.000	0 %
Naturgasforbrug (mio. m ³)	22,3	23,3	4 %
El spot pris 2006 (kr./MWh)		330	
Naturgaspris 2006 (kr./m ³)		2,40	

Tabel 2: Faktisk tal og simulerede værdier i energyPRO for året 2006. Simuleringerne for 2006 er baseret på de for årene gældende afgiftsregler og prisniveauer [Bilag 3].

Som det fremgår af tabel 2, så er der god overensstemmelse mellem modellens værdier for affaldsforbrænding og de for årene gældende faktiske værdier. For turbinens og kedlernes vedkommende er der en indbyrdes forskydning, hvor afvigelsen naturligt slår mest igennem på kedlen.

Afvigelserne må dels tilskrives, at Forsyningens medarbejdere i hverdagen arbejder med prognoser og formodninger, mens energyPRO jf. afsnit 4.1 forsøger at optimere det enkelte år ud fra en kendt historik, dels at den driftsstrategi, som Forsyningen anvender i hverdagen, også vil være påvirket af andre mere praktiske hensyn end blot den økonomiske optimering.

4.7 Sammenfatning

Det vurderes, at modelleringen og valideringen af referenceanlægget (turbinen, affaldskraftvarmeanlægget og kedlerne) i energyPRO giver et tilstrækkeligt realistisk og

virkelighedstro billede af driften, der kan danne grundlag for en videre modellering og beregning på integreringen af vindkraft og varmepumpeanlæg i det eksisterende system.

Der er dog enkelte steder i modelleringen, hvor der skal fares med lempe med hensyn til for håndfaste konklusioner. Tidsserien for vindmøllestrømproduktionen, som er baseret på data fra det vestlige Danmark, giver ikke et fuldstændigt og minutiøst billede af eventuelle problemer ved en direkte kobling mellem varmepumpeanlægget og de fire vindmøller på havnen.

I simuleringen i energyPRO er endvidere i dette mini-projekt accepteret den begrænsning, at COP holdes som en konstant gennemsnitsværdi året igennem. Med henblik på udarbejdelse af et beslutningsgrundlag for en faktisk investering i en varmepumpe er det anbefalelsesværdigt at gennemføre en modellering med en dynamisk COP, der gøres afhængig af en tidsserie på varmereservoirets temperaturvariationer over året.

Endelig har modelleringen den begrænsning, at resultaterne ikke er bedre end de inddata, der anvendes. Dette har for eksempel betydning med hensyn til fastlæggelse og valg af planlægningsårets priser på naturgas og el spot markedet.

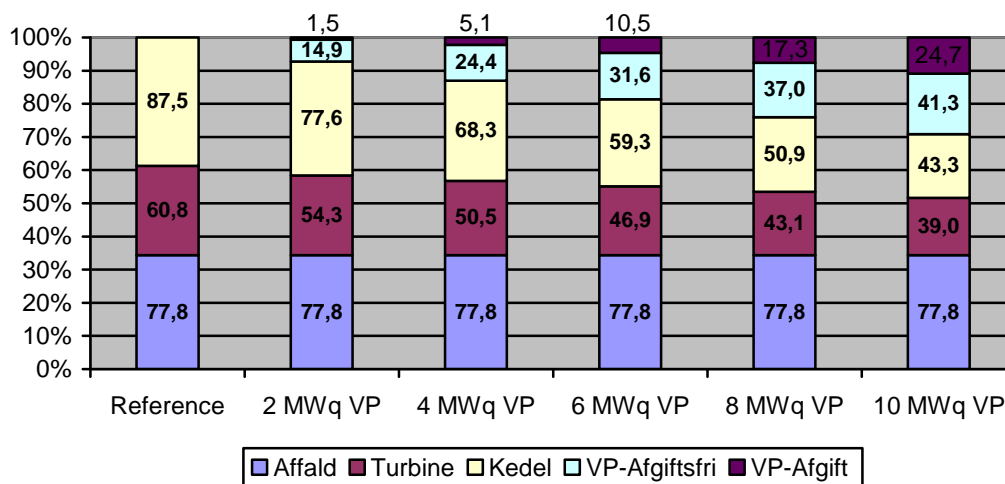
5. Resultater

5.1 Scenarier

Faste parametre i simuleringerne er de eksisterende anlæg i Frederikshavn, den prognosticerede naturgaspris og den prognosticerede gennemsnitlige el spot marked pris. Variable parametre er størrelsen på varmepumpeanlægget og varmeakkumuleringstanken.

5.2 Driftsresultater

En kørsel med energyPRO, hvor varmepumpeanlægget trækker fra de fire møller og supplerer med strøm fra nettet, giver følgende resultat for planlægningsåret 2008²:



Figur 5: Simuleret varmeproduktion i 2008 for forskellige størrelser varmepumpeanlæg. Tal i søjlerne er GWh. '2 MWq VP' står for 'varmepumpe med varmeeffekt på 2 MW'. Gennemsnits el spot prisen for 2008 er sat til 365 kr./MWh og prisen på naturgas er sat til Forsynings forventede indkøbspris i 2008 på ca. 2,50 kr./m³.

² energyPRO-projektfilen 'Frederikshavn med varmepumpe og møller' er vedlagt på CD som bilag 6 og kan importeres i en tilgængelig version af energyPRO til læserens brug for eventuelle yderligere beregninger efter eget ønske.

Beregningerne viser, at varmepumpen kan fortrænge både turbinen og kedlen i et betydeligt omfang. Pumpen drevet på en kombination af strøm fra de fire vindmøller og strøm fra nettet kan nå op på at producere ca. 65 GWh på en 10 MW_q-pumpe. Dette svarer til ca. 30 % af årets fjernvarmebehov. Det ses imidlertid også af figur 5, at når varmepumpens varmeydelse begynder at overstige 6 – 8 MW, så skyldes forøgelsen i varmebidraget fra pumpen i højere grad el fra nettet end el fra de fire vindmøller. Dette betyder, at de fire vindmøllers ”varmepumpekapacitet” når en grænse omkring en varmepumpestørrelse på 6 – 8 MW, hvor tilvæksten i forbrugt el fra nettet forholdsomt overstiger tilvæksten i forbrugt strøm fra de fire møller.

	Reference	2 MW _q VP	4 MW _q VP	6 MW _q VP	8 MW _q VP	10 MW _q VP
Nettovarmeproduktionsomkostning for alle varmeproducerende anlæg (mio. kr./år)	56,703	52,982	50,921	49,875	49,650	49,900
Naturgasforbrug (mio. m ³ /år)	19,3	17,2	15,6	14,0	12,5	11,0
Driftstimer for varmepumpe på el uden afgift	-	8.747	8.197	7.985	7.836	7.754
Driftstimer for varmepumpe på el med afgift.	-	1.430	2.321	3.126	3.730	4.141

Tabel 3: Driftsresultater 2008 for varmepumpeanlæg.

Integrering af en varmepumpe på helt op til 10 MW_q medfører et meget betydeligt fald i naturgasforbruget, hvor der næsten sker en halvering af årets forbrug i forhold til referenceanlægget.

I figur 6 nedenfor er vist et eksempel fra energyPRO på en simuleret driftssituation for ultimo maj måned 2008. Den 24. og 25. maj, hvor elprisen på spot markedet ligger på under 400 kr./MWh, leverer varmepumpen sammen med affaldsvarmen (grøn) grundlasten. Varmepumpen drives dels på de fire vindmøller (rød), dels på strøm fra el-nettet (pink). Årsagen til at møllen trækker strøm fra nettet den 24. maj er, at de fire møllers produktion ikke er tilstrækkelig til at drive pumpen alene samtidig med at el spot markedets pris er tilstrækkeligt lav.

I perioden den 24. og 25. maj leverer kedlen (brun) det manglende varmebidrag, idet el spot markedets pris er for lav til at drive turbinen. Turbinen (gul) kommer derimod i produktion midt på dagen den 26. maj, hvor el spot prisen overstiger 400 kr./MWh. Fra samme tidspunkt og døgnet ud standser varmepumpen med at trække strøm fra nettet, idet el spot prisen nu er for høj for varmepumpen. I samme periode begynder systemet at trække på varmelageret.

Fra og med den 27. maj falder varmekonsumet (blå streg) under produktionen, hvorved varmepumpen begynder at producere til lager uden at lagerets grænse i øvrig nås.

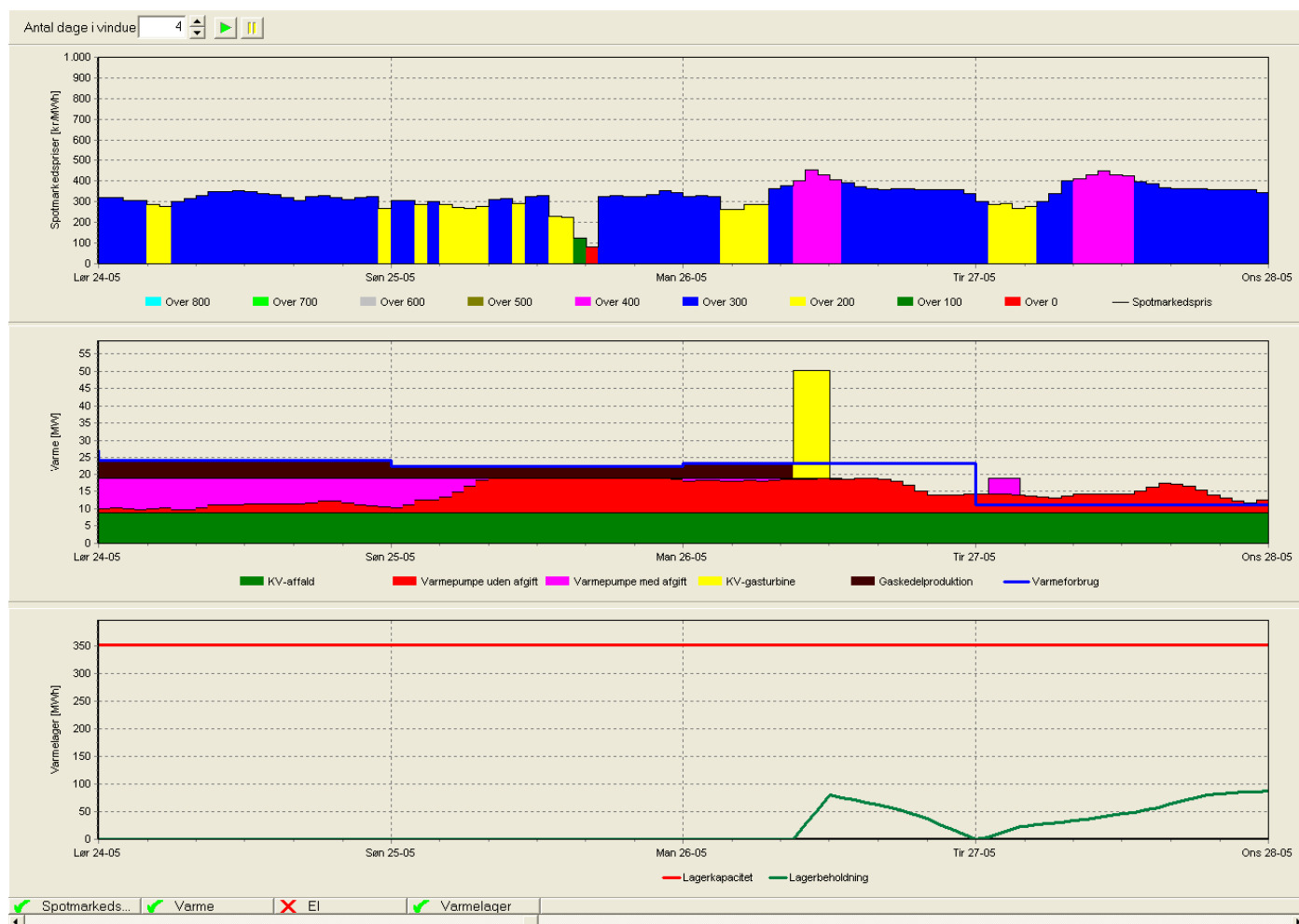
Eksemplet i figur 6 illustrerer meget godt, at varmepumpen – hvad enten den kører på vindmøllestrøm (rød) eller nettet (pink) eller både og – producerer temmelig konstant gennem hele perioden. Der er således ikke tale om en ”kamp” mellem varmepumpen på den ene side og turbinen og kedlerne på den anden, men om en ”kamp” indbyrdes mellem turbinen og kedlerne.

Affaldsvarmen (grøn) ligger som konstant grundlast året igennem.

Større akkumuleringstank

Ved en forøgelse af varmeakkumuleringstanken fra en kapacitet på ca. 350 til ca. 700 MWh viser en kørsel i energyPRO, at dette ikke ændrer driftsresultaterne på betydeligt måde. Der sker en mindre forskydning til fordel for gasturbinen, der får større mulighed for varmelagring ved produktion ved høje el spot priser. Ændringen af gasturbinens og varmepumpens mulighed for produktion til lager

og deraf følgende ændringer på nettovarmeproduktionsomkostningen ligger imidlertid i en størrelsesorden på et par procent [Bilag 4]. Dette indikerer, at der ikke er belæg for at øge den eksisterende akkumuleringstank. Forklaringen herpå er, at der formentlig ikke er tilstrækkeligt lange perioder med henholdsvis meget høje el spot priser til fordel for turbinen, henholdsvis meget lave el spot priser til fordel for varmepumpen, hvor det kan betale sig at producere til et større lager.



Figur 6: Eksempel på simuleret driftssituation i energyPRO for ultimo maj måned 2008. Øverste bånd repræsenterer el spot priser, båndet i midten repræsenterer anlæggenes varmeproduktion, mens det nederste bånd viser akkumuleringstankens lagerbeholdning.

5.3 Vinterdrift

Vinterperioden påkalder sig en særlig opmærksomhed, idet det er i vinterhalvåret hvor varmebehovet er størst samtidig med at det er i dette halvår, at varmepumpens COP-værdi er lavest, og hvor varmepumpen i værste fald eventuelt må stå stille som følge af meget lave vandtemperaturer eller egentlig tilisning.

Her skal det kort undersøges, hvad der vil ske med hensyn til årets samlede nettovarmeomkostningsproduktion, dersom varmepumpen må tages ud af drift i eksempelvis hele februar måned (februar og marts er formentlig de måneder på året, hvor havvandet er mest udsat for lave vandtemperaturer).

	4 MWq VP			8 MWq VP		
	Hele året	Uden februar	Forskel	Hele året	Uden februar	Forskel
Turbinen (GWh)	50,5	50,5	0	43,1	43,1	0
Kedlen (GWh)	68,3	70,9	+ 2,6	50,9	56,0	+ 5,1
VP uden afgift (GWh)	24,4	22,7	- 1,7	37,0	34,4	- 2,6
VP med afgift (GWh)	5,1	4,2	- 0,9	17,3	14,8	- 2,5
Gasforbrug (mio. m ³)	15,6	15,8	+ 0,2	12,5	13,0	+ 0,5
Nettopris (mio. kr.)	50,921	51,262	+ 0,341	49,650	49.900	+ 0,250

Tabel 4: Drift af anlægskonceptet, hvor varmepumpen ikke er i drift i februar måned. Her eksemplificeret ved varmepumpestorelser på 4 og 8 MW varmeeffekt.

Dersom anlægskonceptet kommer i den situation, at driften i en vintermåned – eksempelvis februar – ikke er mulig, så er indvirkningen på det samlede resultat begrænset, jf. tabel 4. I givet fald vil kedlen producere den varme, som ellers skulle være leveret af varmepumpen. Idet marginalomkostningen på kedlen er højere end på varmepumpen, vil det medføre et tab i en størrelsesorden på 250 – 350.000 kr. for et merforbrug af naturgas på op til 0,5 mio. m³. Årsagen til at tabet ikke bliver større må tilskrives, at udgifterne til el til varmepumpen bortfalder i samme periode.

Varmepumpen skal selvsagt helst være i drift i alle de timer, hvor pumpen har den laveste nettovarmeproduktionsomkostning. På den anden side vil et driftsstop på en måned i vinterhalvåret i år med særligt kolde vintre ikke være direkte ødelæggende for Frederikshavn Varme A/S's samlede økonomi.

5.4 Selskabsøkonomi

Hvis varmepumpen skal være selskabsøkonomisk attraktiv, skal kapitalværdien være større end nul, og i givet fald skal anlægget med den største kapitalværdi foretrækkes [Lynggaard, 2003].

Den eksisterende turbine, kedlerne og affaldskraftvarmeværket er eksisterende anlæg, der indgår i de selskabsøkonomiske beregninger som sunk costs. Fordelagtigheden af varmepumpen beror således alene på en isoleret beregning på varmepumpens variable og faste omkostninger.

	2 MWq	4 MWq	6 MWq	8 MWq	10 MWq
Varmepumpe anskaffelse ³	7.000	14.000	20.000	26.000	30.000
Byggegrund og bygning	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000
Tilslutning til elnettet, (900 kr./ampere)	900	1.800	2.700	3.600	4.500
Internt kabel mellem vindmøller og pumpe	750	750	750	750	750
Elinstallationer, 10 kV transformere	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Rørinstallationer til fjernvarme	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Styring (SRO/SCADA)	500	500	500	500	500
Projektering	750	750	1.000	1.250	1.250
Installation, supervision mv.	500	1.500	2.500	3.500	4.500
I alt	17.900	27.300	35.950	44.600	51.000

Tabel 5: Estimerede anlægskomkostninger til varmepumpeanlæg. Alle tal i 1.000 kr.

Faste omkostninger til driftspersonale, administrativt personale, kontorhold med videre til varmepumpeanlægget vurderes at kunne holdes inden for Frederikshavn Varme A/S' eksisterende budget for turbinen og kedlerne, idet driften af varmepumpen vurderes ikke at stille væsentlige yderligere krav hertil.

³ Bygger på gennemsnitsværdi fra [Energistyrelsen, 2005].

	2 MWq	4 MWq	6 MWq	8 MWq	10 MWq
Årlig nettovarmeomkostning, jf. tabel 3	52.982	50.921	49.875	49.650	49.900
Årlig besparelse på drift ift. Referenceanlæg	3.720	5.781	6.827	7.052	6.802
Anlægsinvestering i alt jf. tabel 5	17.900	27.300	35.950	44.600	51.000
Simpel tilbagebetalingstid i år (P)	4,8	4,7	5,3	6,3	7,5
Kapitalværdi, N=15 år, I=6 %	18.230	28.847	30.356	23.891	15.063

Tabel 6: Kapitalværdi og simpel tilbagebetalingstid ved forskellige anlægsstørrelser på varmepumpen. Alle tal i 1.000 kr. Investeringshorisont på 15 år og rente på 6 % [bilag 5].

Den selskabsøkonomisk mest optimale størrelse på varmepumpen er 6 MWq, jf. tabel 6. På effektstørrelser over 6 MWq stiger den årlige besparelse på nettovarmeproduktionsomkostningen forholdsvis mindre per investeret MW-varmeeffekt end øgningen i den tilsvarende anlægsinvestering.

Resultatet i tabel 6 skal tages med visse forbehold, idet de økonomiske beregninger ikke bygger på indhentede tilbud hos varmepumpefabrikanter, men alene på datablade. Men uagtet usikkerheden så tyder beregningerne på, at der er god økonomi for Frederikshavn Varme A/S i at investere i en varmepumpe med en varmeeffekt på omkring de 6 MW.

5.5 Følsomhedsvurdering

Driftsøkonomien og selskabsøkonomien er baseret på planlægningsåret 2008, hvor den gennemsnitlige el spot pris er sat til 365 kr./MWh og på Frederikshavn Varme A/S's forventede indkøbspris på naturgas i 2008, som er 2,464 kr./m³, jf. Forsyningens budget [Frederikshavn Varme A/S, 2007].

Den vanskeligste situation for varmepumpens økonomi vil være den situation, hvor der generelt er høje el spot priser samtidig med, at der er lave priser på naturgassen, som fremmer brugen af turbinen og kedlerne. Der er imidlertid det at bemærke til sådan et worst case scenarium for pumpen, at lave priser på naturgas (og andre fossile brændsler) generelt vil medvirke til at holde elprisen nede. Samtidig hermed må det i fremtiden forventes at CO₂-kvoterne grundlæggende vil medvirke til at favorisere varmepumpen på bekostning af turbinen og kedlerne. Herudover vil en række nye atomkraftværker i Europa kunne medvirke til at dæmpe prisudviklingen på el [Energistyrelsen, 2008].

Hvis det imidlertid antages, at prisen på naturgas hhv. falder til 2,00 kr./m³, hhv. stiger til 3,00, og at el spot prisen hhv. falder til 330 kr./MWh, hhv. stiger til 400, fås følgende:

	El spot gnsn. 330 kr./MWh		El spot gnsn. 400 kr./MWh	
Gas 2,00 Kr./m ³	Turbine	76,9 GWh	Turbine	106,2 GWh
	Kedler	30,5 GWh	Kedler	6,4 GWh
	Varmepumpe, i alt	40,6 GWh	Varmepumpe, i alt	35,7 GWh
	Varmeomkostning	44,920 (1.000 kr.)	Varmeomkostning	38,793 (1.000 kr.)
Gas 3,00 Kr./m ³	Turbine	3,3 GWh	Turbine	27,1 GWh
	Kedler	102,2 GWh	Kedler	78,6 GWh
	Varmepumpe, i alt	42,9 GWh	Varmepumpe, i alt	42,6 GWh
	Varmeomkostning	48,877 (1.000 kr.)	Varmeomkostning	56,036 (1.000 kr.)

Tabel 7: Følsomhedsanalyse.

Varmepumpeproduktionen er relativt uberørt af svingninger i prisen på gas og el. Ændringer i priserne har størst indflydelse på produktionsfordelingen mellem turbinen og kedlen. Ved lav elpris og høj gaspris ryger turbinen helt ud af produktionen, mens kedlen fortrænges næsten totalt ved det modsatte prisscenarium.

Det samlede set dårligste økonomiske resultat opnås ved høj elpris og høj gaspris. Varmepumpen kan imidlertid også i dette prisscenarium udmærket producere op til over de ca. 40 GWh om året, hvorved varmpumpen relativt set fortsat må være økonomisk fordelagtig at anvende i sammenligning med turbinen. Det dårlige økonomiske resultat må først og fremmest tilskrives høje produktionsomkostninger på turbinen.

Det ses dog også af tabel 7, at varmpumpen kommer under pres, når gasprisen er lav og el prisen høj. Her falder varmeproduktionen fra de ca. 41 - 43 GWh/året til ca. 35.

5.6 Sammenfatning

Simuleringen i energyPRO af anlægskonceptet bestående af de eksisterende anlæg integreret med vindmøller og varmpumpe viser, at varmpumpen kan give et meget betydeligt bidrag til fjernvarmens varmeproduktion. Den selskabsøkonomisk optimale varmpumpe for Frederikshavn Varme A/S ligger på omkring 6 MW-varmeeffekt. En varmeeffekt over de ca. 6 MW indebærer, at der skal bruges forholdsvis mere strøm fra nettet, hvilket forringer pumpens samlede økonomi.

Simuleringen i energyPRO viser endvidere, at dersom pumpen må tages ud af drift en måned i løbet af vintersæsonen som følge af vinterklimaet, er der fortsat en acceptabel økonomi i pumpen.

Ligeledes viser en følsomhedsanalyse, at varmpumpen er forholdsvis upåvirket af mindre bevægelser i prislejet på den gennemsnitlige naturgaspris og den gennemsnitlige el spot pris.

Til gengæld medvirker en større varmeakkumuleringstank ikke til en forbedret økonomi for anlægget.

Endelig viser beregninger, at det er muligt at reducere naturgasforbruget med helt op til 8 mio. m³ ved en pumpestørrelse på 10 MW-varmeeffekt. Ved en effekt på 6 MW reduceres naturgasforbruget med godt 5 mio. m³ svarende til en gas-anskaffelsespris på ca. 22,5 mio. kr. om året.

6. Perspektivering

Der er gennem årene udført flere vurderinger af de samfundsøkonomiske konsekvenser ved integrering af store varmpumper i fjernvarmeforsyning. Disse vurderinger er refereret i et notat om 'Samfundsøkonomisk vurdering af store varmpumper i fjernvarmeproduktion' udarbejdet på Aalborg Universitet i marts 2008 [Lund, H. et al, 2000].

Blandt andet refereres til Ingeniørforeningens 'Energiplan 2030', hvor det vurderes, at der ved udbygning med 450 MWe varmpumper kan opnås en samfundsøkonomisk besparelse på 1,3 mia. kr. per år ved en investering på 20 mio. kr. MWe per år.

For Frederikshavn Varme A/S viser mini-projektet, at den selskabsøkonomisk optimale varmpumpe størrelse er ca. 6 MWq svarende til ca. 2,2 MWe. Det vil sige, at det danske potentiale jf. Ingeniørforeningens energiplan er ca. 200 gange potentialet i Frederikshavn.

Ud over den selskabsøkonomiske vurdering bør det også indgå i betragtningerne, at en fortsat udbygning med vindmøller i Danmark, dersom regeringens mål om 30 % vedvarende energi i 2025 skal nås, indebærer et større behov for indregulering af vindmøllestrøm [Transport- og Energiministeriet, 2007]. I denne sammenhæng kan varmpumpen blive en stabiliserende faktor.

Der ligger imidlertid et principielt energipolitisk spørgsmål i en eventuel kraftig udbygning med varmpumper i det danske system. Gennem de seneste 40 år har Danmark opnået store resultater med energieffektivisering ved samproduktion af varme og elektricitet på de decentrale kraftvarmeværker. Produktion af el er således i et stort omfang blevet et biprodukt til varmeproduktionen.

Med en eventuel kraftig øgning i den installerede vindmølleeffekt og en tilsvarende udbygning med store varmepumper i fjernvarmeproduktionen, vil varmeproduktion i en vis udstrækning gå hen og blive et biprodukt til vindmøllestrømproduktionen. Der kan med andre ord risikeres en delvis afkobling af samproduktion af varme og el.

Perspektivet i de store varmepumper er imidlertid, at dersom samfundet ønsker en øget frigørelse fra de fossile energikilder, så tilbyder varmepumpen muligheder, der kan indgå i et smukt samspil med den danske vindkraftproduktion.

7. Konklusion

Simuleringen i energyPRO er behæftet med visse usikkerheder. De største usikkerheder består i, at møllerne i simuleringen ikke er koblet direkte på en tidsserie for de lokale møller på havnen i Frederikshavn, og at COP-værdien for varmepumpen ikke er simuleret dynamisk, hvorved usikkerheden omkring vinterdriften måske undervurderes. Herudover lider mini-projektet under den klare mangel, at der ikke findes danske erfaringer fra fuldskalaanlæg, der kan medvirke til at skaffe mere valide oplysninger om et varmepumpeanlægs faktiske præstationer under realistiske forhold.

På den anden side er varmepumpen i dette projekt forsøgt integreret i en eksisterende forsyning, hvor affaldsvarmen i forhold til varmepumpens optimale COP beslaglægger den bedste produktionsperiode på året til ulempe for varmepumpen – nemlig de 3 til 4 varmeste måneder i sommerhalvåret. Dette indebærer, at varmepumpens potentiale i realiteten er undervurderet i forhold til fjernvarmeproduktioner, der ikke skal aftage affaldsvarme i sommerhalvåret.

Hertil kommer, at mini-projektet har estimeret de fleste parametre forholdsvis konservativt: el-produktionen fra de fire møller er sat lavt, varmepumpens gennemsnits COP er sat så lavt som 2,75 og i de økonomiske beregninger er brugt en rente på 6 %, hvor Frederikshavn Varme A/S's reale lånerente pt. ligger på kun godt 4 %.

Mini-projektet demonstrerer, at det i en fjernvarmeforsyning af Frederikshavns størrelse er muligt at fortrænge helt op til godt 10 mio. m³ naturgas af et årligt forbrug på ca. 21 – 23 mio. m³. Den selskabsøkonomisk optimale pumpe for Frederikshavns vedkommende ligger imidlertid på omkring de 6 MW varmeeffekt, hvor der fortrænges 5 til 6 mio. m³. Dette betyder, at en 100 % omstilling af fjernvarmeforsyningen i Frederikshavn til vedvarende energi vil medføre et tilsvarende mindre indhug i den begrænsede danske biomasse.

Integrering af store eldrevne varmepumpeanlæg i Frederikshavns fjernvarmeproduktion udgør således en substantiel delløsning af Forsyningens målsætning om en 100 % omstilling til vedvarende energi.

Mini-projektet demonstrerer, at der ved valg af en varmepumpe størrelse på ca. 6 MW varmeeffekt kan opnås en god økonomi med en simpel tilbagebetalingstid på 5,3 år og en kapitalværdi på ca. 30 mio. kr. baseret på en gennemsnits el spot marked pris på 365 kr./MWh og en indkøbspris på naturgassen på 2,46 kr./m³.

Integrering af store eldrevne varmepumpeanlæg i Frederikshavns fjernvarmeproduktion udgør således en selskabsøkonomisk attraktiv delløsning af Forsyningens målsætning om en 100 % omstilling til vedvarende energi.

8. Kilder og bilagsoversigt

Bøger, redegørelser, rapporter, artikler, aftaler, notater mv.:

- COWI (2005): Varmepumpens bidrag til redusert energiforbrug i Norge, COWI december 2005.
- DONG Energy A/S (2008): Etablering af varmepumpe i Frederikshavn, Udkast til slutrapport, (intern rapport udarbejdet for DONG Energy A/S af COWI).
- Energi- og Klimaministeriet (2008): Aftale mellem regeringen, S, DF, SF, R og NA om den danske energipolitik i årene 2008 – 2011, 21. februar 2008, www.kemin.dk.
- Energistyrelsen (2005): Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants, www.ens.dk.
- Energistyrelsen (2008): Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.
- Frederikshavn Varme A/S (2007): Budgetter og regnskab 2003 – 2007/2008.
- Kørnøv, Lone, M. Thrane, A. Remmen og H. Lund (2007): Tools for Sustainable Development, Aalborg Universitetsforlag.
- Lund, Henrik, Blarke, M. J.: Samfundsøkonomisk vurdering af store varmepumper i fjernvarmeproduktion, notat fra Aalborg Universitet, marts 2008.
- Lynggaard, Peter (2003): Investering & Finansiering, Handelshøjskolens Forlag, 7. udgave.
- Teknologisk Institut (2006): Miniskala-varmepumpe med CO₂ som kølemiddel til decentrale kraftvarmeverker.
- Transport- og Energiministeriet (2007): En visionær dansk energipolitik – 2025.

Lovgivning:

- LBK 347 af 17. maj 2005 – Bekendtgørelse af lov om varmforsyning, Retsinformation, www.retsinfo.dk.
- LBK 421 af 3. maj 2006 – Bekendtgørelse af lov om afgift af elektricitet, Retsinformation, www.retsinfo.dk.
- LOV 1417 af 21. december 2005 – Lov om ændring af forskellige miljø- og energiafgiftslove, Retsinformation, www.retsinfo.dk.
- Lov nr. 1536 af 19. december 2007 – Lov om ændring af forskellige energiafgiftslove m.v., Retsinformation, www.retsinfo.dk.

Øvrige kilder:

- Advansor A/S, Butavej 1A, 8210 Århus V, www.advansor.dk.
- Energinet.dk, Tonne Kjærvej 65, 7000 Fredericia, www.energinetdk.dk
- Friothers AG, Zürichstrasse 12, 8401 Wintherthur, Schweiz, www.friothers.com.
- Vejr2, Havnevej 1, 4000 Roskilde, 2007, www.vejr2.dk.

Bilagsoversigt (forefindes på vedhæftede CD):

1. Brev fra Skatteministeriet til firmaet Advansor A/S den 4. januar 2007.
2. Beregning af nettovarmeproduktionsomkostninger.
3. Nettovarmeproduktionsomkostninger til validering af energyPRO modellen for året 2006.
4. Resultater fra energyPRO skematisk.
5. Selskabsøkonomiske beregninger.
6. energyPRO projektfil på 'Frederikshavn med varmepumpe og møller'.