

VindVarme

Skitseprojekt om fjernvarme fra vindmøller og varmepumper

1. Sammenfatning

I dette notat er sammenfattet en række analyser, som er gennemført for at kvalificere de konkrete muligheder for at anvende varmepumper og vindmøller til produktion af fjernvarme.

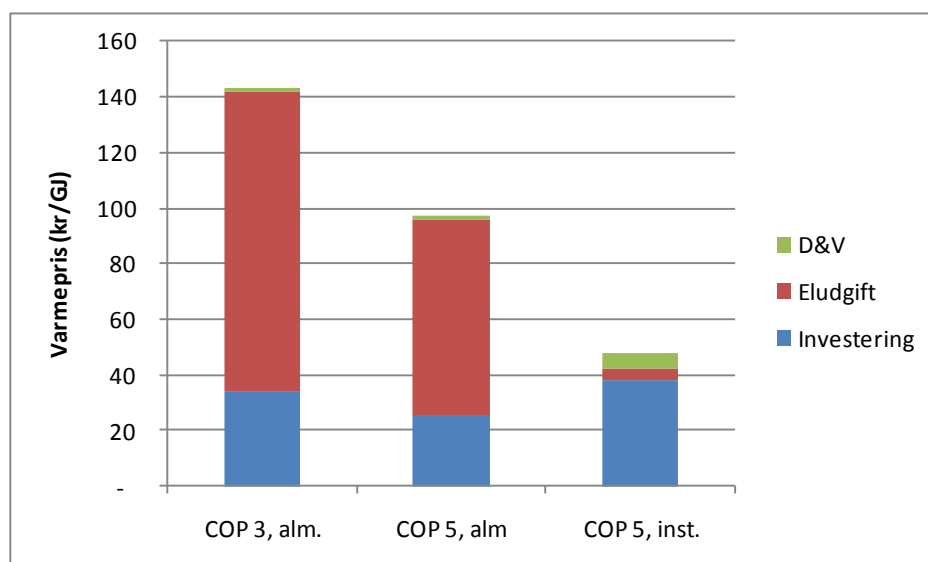
En varmepumpe, som anvender spildevand som varmekilde og leverer varmen ved 80°C, vil have en års-COP på omkring 3,0-3,5. COP (Coefficient of performance) angiver forholdet mellem varmeleverance og elforbrug. Med de nuværende energifgifter vil en sådan nettilsluttet varmepumpe være en dyr løsning.

En varmepumpe, som kun forvarmer fjernvarmevandet vil have en bedre økonomi. Det er muligt at opnå en COP på omkring 5 og derved bliver varmepumpen økonomisk mere attraktiv. Varmen kan fx leveres ved 50°C enten som forvarmning i distributionsnettet eller ved at opvarme vandet i transmissionsnettets returledning. At anvende transmissionsnettet har den fordel, at der kan afsættes store energimængder.

Ved en forenklet økonomiberegning vurderes en sådan varmepumpe med høj COP at kunne levere varme til priser på omkring 100 kr./GJ (inkl. kapitalomkostninger). En fordelagtig størrelse for en sådan varmepumpe er vurderet ud fra de tilgængelige varmekilder og varmeafsætningsmuligheder og kunne ligge mellem 3 og 10 MW_{varme}.

Grundideen for vindvarme er, at der sammen med varmepumpen investeres i vindmøller til at levere elektriciteten. Ved at vælge en såkaldt installationstilsluttet løsning kan energifgifterne reduceres markant. Dette kan betyde, at varmepumpen kan levere varme til omkring 50 kr./GJ (inkl. kapitalomkostnin-

ger til både varmepumpe og vindmøller). Den installationstilsluttede løsning giver også mulighed for at købe og sælge elektricitet fra og til nettet. Dette kan medvirke til at give en mere jævn drift af varmepumpen og kan betyde at man kan nyttiggøre billig el. Se Figur 1. De angivne varmepriser er meget afhængige af antagelser om driftstid og elpriser.



Figur 1. Varmepriser for tre forskellige varmepumpesystemer. Forenklet beregning. "COP 3, alm." er en nettilsluttet varmepumpe, som leverer varme ved 80°C. "COP 5, alm." er også en nettilsluttet varmepumpe, men nu en varmepumpe, som kun forvarmer til 50°C. For de nettilsluttede varmepumper er der høje afgifter for forbrug af el. "COP 5, inst." er en varmepumpe til forvarmning og vindmøller, som er installationstilsluttet, hvorved afgifterne reduceres markant¹.

Løsningen med den installationstilsluttede varmepumpe og vindmøller forudsætter, at der findes placeringer til vindmøllerne tæt på varmepumpen. Vindmøller placeret på havet kan ikke indgå som installationstilsluttet.

Ud af flere undersøgte muligheder synes Marselisborg rensningsanlæg at være det bedste sted til varmepumpen, idet spildevandsflowet er stort og temperaturen er 1-2°C højere end ved Egå rensningsanlæg. En varmepumpe på 3,6 MW_{varme} kræver en bygning på 20 x 20 m, hvilket der sandsynligvis ikke er plads til på rensningsanlægget. Varmepumpen kan dog tænkes placeret øst for rensningsanlægget på enten det nuværende eller det kommende havneareal. Spildevandes føres ud i bugten i denne retning.

¹ Antagelserne er i øvrigt: Levetid 20 år, rente 3% pa., Investering: 5,5 Mkr./MW_{varme} for varmepumper og 13 Mkr./MW_{el} i den installationstilsluttede løsning. Der er taget udgangspunkt i vindmølleplaceringer på Østhavnen. Der er regnet med fuldlastdrifttimer på henholdsvis 3.000, 4.000 og 4.000 timer i de tre løsninger. Den gennemsnitlige elpris er sat til hhv. 40 og 45 øre/kWh i de to første løsninger. Højere COP giver længere driftstid og hermed en højere gennemsnitlig elpris.

Anbefalinger

Det anbefales, at der arbejdes videre med at skabe grundlag for at etablere en varmepumpe på 3 til 10 MW varmepumpe til forvarmning af fjernvarmevand. Dette muliggør en års-COP på omkring 5. Anlægget kan anvende rensed spildevand fra Marselisborg rensningsanlæg og kan være installationstilsluttet med vindmøller. Det kan ikke afklares nu, om der kan placeres store vindmøller på den planlagte havneudvidelse, men det foreslås, at dette indgår i den videre planlægning som en mulighed.

Det anbefales endvidere, at der arbejdes videre med at udnytte overskudsvarme fra havnens virksomheder. Varme kan udnyttes direkte til forvarmning eller kan anvendes i forbindelse med en varmepumpe. Ved en varmepumpe med lav kondenseringstemperatur kan opnås en COP på omkring 8. Dette gør denne løsning miljømæssigt og økonomisk mere attraktiv. Der vurderes fx, at der året rundt kan nyttiggøres mellem 8 og 20 MW fra virksomhederne Aarhus/ Karlshamn og Solæ.

De to anbefalede løsninger er yderligere skitseret i kapitel 8. Der henvises hertil for yderligere detaljer.

2. Indledning

Århus kommune ønsker at blive CO₂-neutral i år 2030. Dette gælder også fjernvarmeproduktionen, som står for 16% af CO₂-emissionen (2007) og forsyner 94,4% af boligerne i Århus kommune med varme.

Århus Kommune undersøger for tiden mulighederne for at anvende biomasse til fjernvarme – det kan fx være træpiller på Studstrup-værket eller halm og træflis på et nyt kraftvarmeværk. Sådanne tiltag kan formindske brugen af kul og dermed give markante reduktioner i CO₂-emissionen.

Der kan imidlertid være gode grunde til at sigte mod en flerstrengt energiforsyning. Varmepumper kan fx udnytte varmen i spildevand til at producere fjernvarme. Dette har i mange år været anvendt i fx Sverige, hvor der i dag findes mere end 35 store varmpumper med en samlet varmeeffekt på 5.000 MW. I Oslo og Helsinki er der investeret i nye store varmpumper på hhv. 18 og 90 MW. I Frederikshavn er en 900 kW varmepumpe netop taget i brug. Disse varmpumper anvender ofte spildevand som varmekilde og producerer fjernvarme.

Varmepumper bliver drevet af elektricitet, og udgangspunktet for dette projekt er at bygge både varmpumper og vindmøller, således at elforbruget her til også er CO₂-frit.

Varmepumperne kan i Århus fx opstilles ved de to store rensningsanlæg i Århus: Marselisborg og Egå Rensningsanlæg, hvor det rensede spildevand kan udnyttes. Her er temperaturen mellem 9 og 13°C om vinteren og omkring 20°C om sommeren.

Udgangspunktet for dette projekt er en skitse af en 150 MW_{varme} stor varmepumpe (med en eleffekt på 54 MW) og 54 MW vindmøller placeret på land. Varmepumpen er beskrevet i udkast til klimavarmeplan fra 2008. Samlet investering er vurderet til at være i størrelsesordenen 933 mio. kr. Vindmølle og varmepumpe tænkes forbundet direkte. Dette betyder, at der ikke skal betales elafgift af den forbrugte elektricitet.

I dette projekt er analyseret en lang række løsningsmuligheder, idet både anlægsstørrelse og -tilslutning til elnettet er undersøgt. De fleste konfigurationer er mindre end den oprindelige skitse, hvilket primært er begrundet i økonomiske forhold.

Dette notat skal ses i sammenhæng med projektet *Kombination af vindkraft og varmepumpe til Varmeplan Århus* (analyseprojektet), som analyserer varmepumpens anvendelse og samspil med elmarkedet.

Notatet anvender følgende definitioner for de forskellige kombinationer af vindmøller og varmepumper:

- **Nettilsluttet varmepumpe og/eller vindmølle**

Den almindelige tilslutningsform.

- **Installationstilsluttet vindvarmepumpe**

Vindmøller og varmepumpe er tilsluttet elnettet i samme forbrugsinstallation, hvor nettoforbruget måles. Der kan være restriktioner på, hvor stor en effekt der kan udveksles med elnettet. Der betales alene energiafgift af nettoforbruget.

- **Direkte tilsluttet vindvarmepumpe (ødrift)**

Vindmøller og varmepumper er koblet direkte sammen og ikke tilsluttet elnettet. Varmepumpen kan kun forsynes med el fra vindmøllerne. Energibalancen (frekvensen) i systemet skal holdes lokalt ved at regulere vindmøllerne og varmepumpen. Der kan anvendes elpatroner for at opnå en tilstrækkeligt hurtig regulering.

3. Rammebetingelser

Energi anvendt til varme er i Danmark belagt med høje afgifter. Afgifterne afspejler ikke alene en vægtning af miljø og forsyningssikkerhed, men er også begrundet i et ønske om at skaffe provenu til statskassen. Afgifter og tariffer har stor betydning for de forskellige løsnings økonomi for brugerne.

Afgiftssystemet er kompliceret og er nærmere beskrevet i notatet "Afgifter på varmepumper til fjernvarme". Her skal alene resumeres de vigtigste hovedpunkter i forhold til vindvarme-løsninger:

- Afgiften for el anvendt til varme (herunder varmepumper) er afhængig af tilslutningsformen. Ved direkte tilslutning (ødrift) mellem vindmøller og varmepumper betales ikke afgifter eller nettatariffer, og i installationstilsluttede løsninger er afgifter og nettatariffer væsentligt reduceret.
- "Elpatronlovens" betydning i forhold til varmepumper er begrænset, idet besparelsen for varmepumper med en COP over 3 alene består i en fritagelse for PSO-tarif.
- Afgiften på energiforbrug i industrien er lavere end energi anvendt til komfortvarme. Hvis industriel overskudsvarme genvindes til komfortvarme, så belægges denne varme med en afgift, som er en procentdel af den betaling, virksomheden modtager for varmen.

Værdien af varme produceret på vindvarme er afhængig af hvilken varme, som fortrænges. Hvis der indføres træpiller på Studstrupværket, så betyder det lavere værdi af den gennemsnitlige varme leveret fra en vindvarme-løsning, idet den alternative varmekilde er relativt billig.

Der kan imidlertid være god grund til at sigte mod et energisystem, som er robust, fx ved at anvende forskellige typer varmeproducenter. Ved at foretage større investeringer i forskellige typer energianlæg kan det forventes, at de variable udgifter i praksis kan reduceres. Hvis træpiller i en periode bliver dyre, kan halm eller varmepumpe anvendes mere. Hvis elektricitet bliver dyr, kan træpiller og halm stå for leverancen. Dynamikken i priserne er særlig hurtig for elektricitet, som handles på timebasis. Med en varmepumpe kan fx en kort periode med negative priser udnyttes til maksimal varmeproduktion.

Det er vanskeligt at forudse de fremtidige energipriser, men det er helt sikkert, at det ikke bliver et roligt og stabilt forløb.

Elpriserne er påvirket af mængden af vand i vandkraftværkerne (tørår/vådår), brændselspriser og CO₂-priser, men også af forhold som den økonomiske vækst og udbygningen med kraftværker og transmissionsforbindelser. Dette er nærmere beskrevet i analyserapporten.

4. Store varmepumper

Anvendelse af varmepumper kan gøre det muligt at udnytte lavtemperaturvarme til fjernvarme. Varmepumperne modtager varme ved lav temperatur og afleverer varmen ved en højere temperatur. Dette sker ved en kredsproces, hvor der anvendes elektricitet til at drive en kompressor². Forholdet mellem nyttiggjort varme og anvendt elforbrug kaldes coefficient of performance, COP. Jo mindre temperaturforskel der er mellem den kolde og den varme temperatur, jo bedre COP kan forventes.

Også temperaturen på den varme side har betydning for varmepumpens effektivitet. I dag anvendes typisk en temperatur (fremløb/returløb) i transmissionssystemet på 100/45°C og på 80/40°C i distributionssystemet. Der er imidlertid aktiviteter i gang for at reducere temperaturniveauerne. Der er skitseret et mål for temperaturerne i distributionssystemet, som vurderes at kunne realiseres for rimelige investeringer. Målet kaldes ST2 og lyder for distributionsnettet:

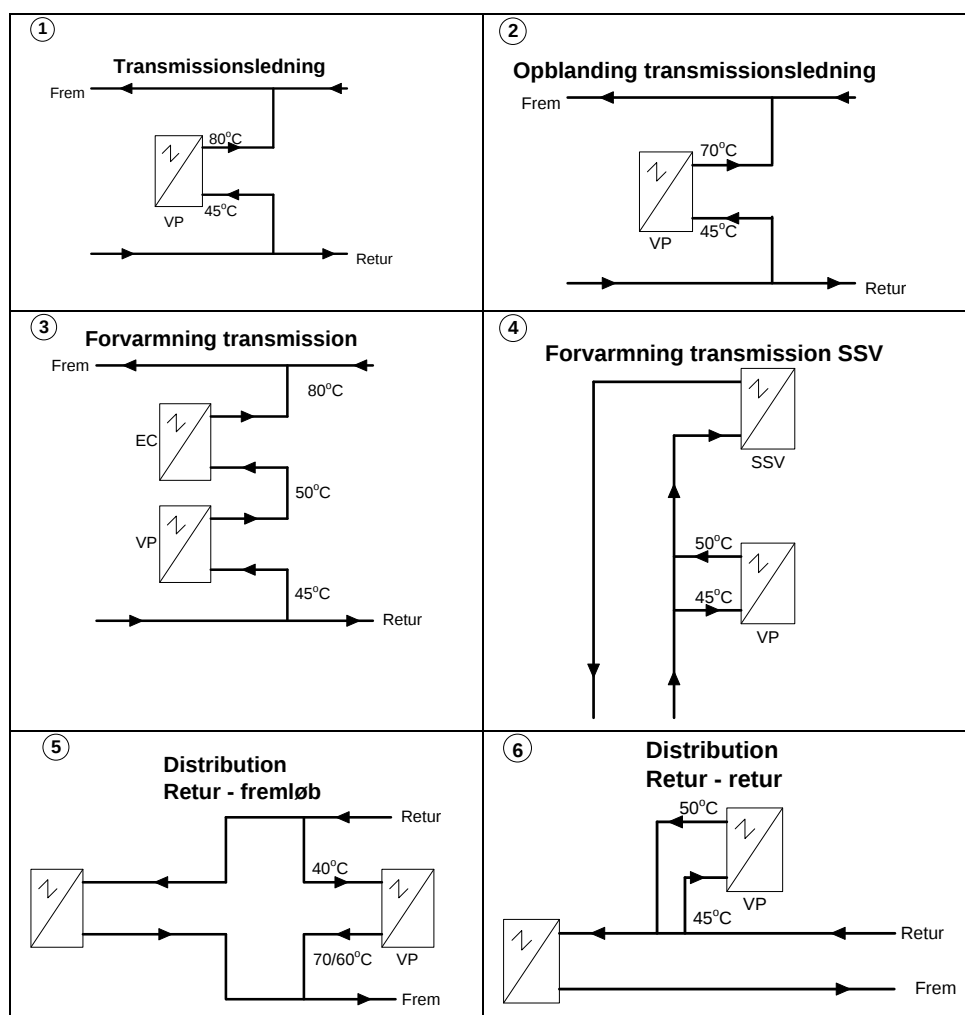
- I sommerperioden: 62-68 /40-45°C
- I fyringssæsonen: 72-78/35-40°C

Almindeligvis vil en opvarmning af fjernvarmevandet ske ved, at vandet tages fra returløbet og opvarmes til temperaturen for fremløbet. Da bedre effektivitet kan opnås ved at reducere temperaturen på den varme side af varmepumpen, er det undersøgt, hvilke andre muligheder der findes. Disse er skitseret herunder.

	Tilslutningspunkt	Type
1	Transmission	Retur-Fremløb (reference)
2	Transmission	Retur-Fremløb med reduceret temperatur (opblanding)
3	Transmission	Forvarmning (placeret umiddelbart før andet værk)
4	Transmission	Retur-Retur
5	Distribution	Retur-Fremløb (reference)
6	Distribution	Forvarmning

Tabel 1. Seks mulige tilslutningsformer for varmepumper til fjernvarme.

² Alternativt kan kompressoren drives mekanisk, fx direkte fra en motor eller turbine. Derudover findes der såkaldte absorptionsvarmepumper, hvor kredsprocessen drives af varme.



Figur 2. Tilslutningsmuligheder. Bemærk at temperaturniveauerne alene er illustrative. VP = Varmepumpe, EC = Energicenter, SSV = Studstrupværket.

På denne baggrund er der skitseret en række forskellige varmepumpeløsninger. Disse anvender 50, 60 eller 80°C som den høje temperatur. 50 og 60°C kan anvendes i tilslutningsløsningerne 3, 4 eller 6, mens 80°C kan anvendes i forbindelse med løsning 5. Med reducerede temperaturniveauer i transmissionssystemet vil 80°C også kunne anvendes i forbindelse med tilslutning nr. 1 og 2.

De forskellige tilslutningsløsninger (nr. 2-6) giver muligheder for at anvende lavere temperaturer, men sætter samtidig grænser for, hvor meget varme som kan afsættes. Løsningerne med tilslutning til distributionsnettet (nr. 5 og 6) er således begrænset af varmebehovet i det aktuelle net. I Århus centrum (med forsyning fra Århusværket) er der et varmebehov på mellem 15 MW (sommer) og 120 MW (vinter). I Egå er varmeforbruget mellem 5 og 40 MW.

For løsning 2 (opblanding) gælder, at den kan anvendes for begrænsede energimængder. Ved for store energimængder vil der kunne opstå problemer med for lav fremløbstemperatur.

For løsning 4 (retur-retur) opvarmes returløbet. Dette gør det muligt at reducere varmepumpens kondenseringstemperatur, hvilket øger effektiviteten. Til gengæld kan der potentielt opstå et tab af effektivitet ved Studstrupværket. Ved en højere returtemperatur vil elvirkningsgraden blive reduceret. En analyse viser, at den samlede effektiviseringsgevinst er positiv for de første 100 MW, som tilføres på denne måde. Derudover modsvarer eller overstiger tabet ved Studstrup gevinsten ved varmepumpen.

Løsning 6 vil give let forhøjede returløbstemperaturer på transmissionssiden, hvilket forringer virkningsgraden på det kraftværk, der skal løfte temperaturen til det krævede niveau på fremløbssiden. Endvidere øges varmetabet marginalt.

De viste tilslutningsmuligheder kan i et vist omfang kombineres. Fx kunne en varmepumpe på 30 MW levere al varmen til distributionsnettet for Århus Midtby om vinteren ved tilslutning nr. 6, mens overskydende effekt om sommeren fx kunne leveres til transmissionssystemet i form af tilslutning nr 4.

Der er analyseret ni forskellige varmepumper. Disse består af syv forskellige størrelser varmepumper, som leverer varmen ved 80°C. De fem af disse er placeret ved Marselisborg rensningsanlæg og den sidste ved Egå rensningsanlæg. Derudover er analyseret en højeffektiv varmepumpe, som leverer varmen ved 50°C. Endelig er skitseret en varmepumpe til udnyttelse af industriel overskudsvarme.

Hver varmepumpe er skitseret med valg af design (fx antal kompressorer, størrelse af disse, antal trin på vandsiderne og bygningsstørrelse). Alle kompressorer anvender ammoniak som kølemiddel. Løsningerne er nøjere beskrevet i bilag 1: Skitser af varmepumper til fjernvarme.

	Varmer-effekt, vinter/års- gennemsnit	Temperatur som var- men leve- res ved, ind/ud	Kold side, ind/ud	COP vinter- /årsmiddel	Specifik investering*
1. Marselisborg rensningsanlæg, spildevand og havvand, udgangsløsning	148,7/- MW	40/82°C	10-2,5/- 0,9°C	2,8/3,0	2,8 Mkr./MW
2. Marselisborg rensningsanlæg, spildevand og havvand	47,7/- MW	40/82°C	10-2,5/- 0,9°C	2,9/3,1	3,2 Mkr./MW
3. Marselisborg rensningsanlæg, stort spildevandsflow (2020)	27,8/- MW	40/80°C	10/2°C	3,2/3,4	4,5 Mkr./MW
4. Marselisborg rensningsanlæg, lille anlæg (uden lagertank), fuld effekt altid mulig	3,6/4,1 MW	40/80°C	12/6-9°C	3,2/3,5	6,0 Mkr./MW
5. Marselisborg rensningsanlæg, lille anlæg (uden lagertank), effekt må reduceres i 25% af tiden	7,2/7,5 MW	40/80°C	12/6°C	3,2/3,45	5,1 Mkr./MW
6. Marselisborg rensningsanlæg, forvarmning	3,2/3,6 MW	40/50°C	12/6-9°C	4,8/5,2	5,1 Mkr./MW
7. Marselisborg rensningsanlæg, forvarmning, effekt må reduceres i 25% af tiden	(5,2)/5,9 MW	40/50°C	12/6-9°C	(4,7)/5,1	4,8 Mkr./MW
8. Egå (2015)	10,1/10,8 MW	40/80°C	9,5/2,1°C	3,1/3,3	5,7 Mkr./MW
9. Industriel overskudsvarme	9,1 MW	40/60°C	47/42°C	8,0/8,0	2,5 Mkr./MW

Tabel 2. Oversigt over de analyserede varmepumpeløsninger

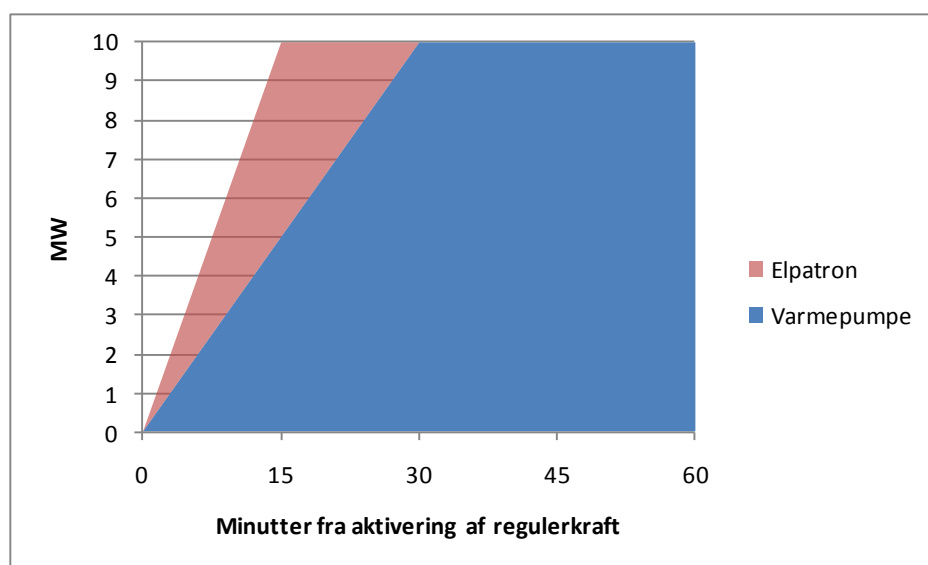
* Investering er sat i forhold til varmeeffekt ved dimensionerende temperaturer, dvs. vinterforhold

Den største varmepumpe svarer til idéoplægget fra oktober 2008. I dette projekt er designet af denne varmepumpe detaljeret yderligere, og investeringsomfanget synes bekræftet.

Det ses, at der er en vis ”stordriftsfordel”, idet den specifikke investeringsomkostning er 60% højere for de mindre enheder i forhold til de største. Der er dog ingen reduktion af den specifikke investering, når effekten kommer over 30 MW. Dette skyldes, at der i de skitserede varmepumpe-løsninger er anvendt kompressorer op til 2,2 MW_{el}. Dette er den største effekt, som kan anvendes til de aktuelle trykforskelle. Det betyder, at for de største varmepumper er det de samme kompressorenheder, som skal opstilles i større antal. Dette begrænser stordriftsfordelen. Også det forhold, at de største enheder skal anvende det køligere havvand, reducerer stordriftsfordelen (i form af den specifikke investering).

Alle de beskrevne varmepumper kan stoppes med kort varsel og kan således umiddelbart anvendes som regulerkraft i form af reduceret elforbrug. Derimod er det vanskeligt at gå fra stoppet til fuld effekt på 15 minutter, således

som det kræves for at levere regulerkraft i form af forøget elforbrug. Selv om designet tilpasses til hurtig start, vurderes det, at de skitserede varmepumper på op til 34 MW kun kan belastes 50% i løbet af 15 minutter. Dvs. at de kun kan stilles til rådighed med den halve effekt. En mulighed er at installere en elpatron med den halve effekt, hvorved der kunne leveres en effekt svarende til varmepumpens fulde effekt. Elpatronen behøvede således alene at gå fra 0 til fuld effekt på 15 minutter og derefter igen til 0 på de følgende 15 minutter, hvor varmepumpen kan aftage fuld effekt. Se nedenstående figur.



Figur 3. Eksempel på kombination af varmepumpe og elpatron til levering af regulerkraft (her merforbrug af el). Elpatronen gør, at kravet om fuld effekt på 15 minutter kan opfyldes.

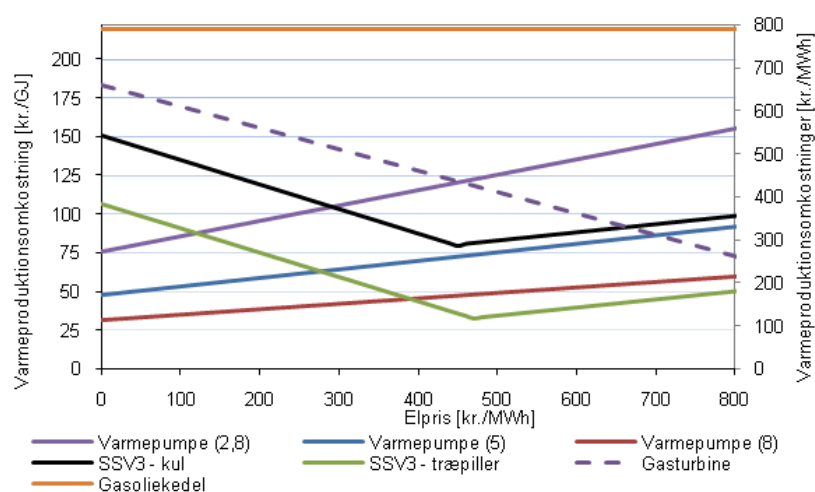
I perioder, hvor varmepumpen allerede er i drift, kan elpatronen indmeldes som regulerkraft uafhængigt af varmepumpen. I *analyserapporten* er det økonomiske potentiale i at levere regulerkraft til elsystemet vurderet.

Som nævnt anvender alle de beskrevne varmepumper ammoniak som kølemiddel. I Danmark må der i større varmepumper kun anvendes naturlige kølemidler. Hydrofluorkulbrinter (HFC'er) er ikke længere tilladt. I udlandet anvendes ofte R134a som kølemiddel, men dette er ikke tilladt i Danmark (og Østrig). Mulige kølemidler i Danmark er fx Ammoniak, CO₂, isobutan og vand. Kravet om at anvende naturlige kølemidler er en udfordring for anvendelse af store varmepumper. Ammoniak synes at være velegnet i forbindelse med store anlæg. Ammoniak er giftigt ved direkte indånding. Håndtering skal ske af kvalificeret personale. Store industrielle køleanlæg anvender typisk ammoniak.

Der er gennemført interview med en række fagpersoner for at beskrive forventningerne til den fremtidige teknologiudvikling i forhold til store varmepumper. Den generelle forventning er, at kravet om naturlige kølemidler vil blive fastholdt i Danmark, men at det vil gå langsomt med at udbrede dette til flere lande. En fortsat fokus på miljø vil dog på lang sigt sandsynligvis betyde en udbredelse af dette krav. Så længe, at det kun er få og små lande, som har dette krav, vil det ikke betyde en voldsom fokus fx på at udvikle kompressorer og varmevekslere, som er velegnede til høje tryk. Det beskrives ligeledes, at der globalt er meget mere fokus på at levere køleeffekt end på at levere varme. Dette forventes langsomt at skifte.

Med hensyn til kompressorstørrelser er forventningen, at der løbende vil blive udviklet større og større enheder. Effektstørrelser op til 8 MW er sandsynlige.

I forhold til at forbedre COP'en er der lavere forventninger. Et eksempel er dog udnyttelse af drøvlingen (trykreduktion i varmepumpens kredsløb) til elproduktion. Dette kan anvendes på helt store anlæg. Se yderligere detaljer i bilag 1.



Figur 4. Marginale omkostninger for en række produktionsteknologier som funktion af elprisen. Varmepumpen er her vist med COP på hhv. 2,8, 5 og 8. Øvrige forudsætninger er beskrevet i analyserapporten.

I figur 4 er vist ved de marginale varmeproduktionsomkostninger for en nettilsluttet varmepumpe afhængigt af elprisen. Hvis alternativet er kraftvarme baseret på kul, så kræver en varmepumpe med en COP på 2,8, at elprisen er under 290 kr./MWh. Hvis COP'en er fem eller derover, vil varmepumpen altid være billigst.

Er alternativet kraftvarme baseret på træpiller, vil varmepumpen få langt færre driftstimer. Ved COP = 3 skal elprisen være under 120 kr./MWh, stigende til 290 kr./MWh for COP = 5 og 390 kr./MWh ved COP = 8. I analyserapporten beskrives gennemsnitlige elpriser i 2015 på omkring 500 kr./MWh. Derved vil varmepumpen kun få driftstid i det omfang, at der optræder kortvarige lave priser.

Det skal bemærkes, at de konkrete varmekontrakter for levering af varme fra Studstrupværket kan være anderledes end de marginale omkostninger vist i figur 4. Dette vil have indflydelse på, hvornår varmepumpen er attraktiv.

For en nettilsluttet varmepumpe bør det vurderes, hvorledes elektriciteten er genereret, for at kunne vurdere miljøbelastningen. Nedenfor er vist en forenklet beregning. Centralt for beregningen er, at det er antaget, at den *marginale* elproduktion sker på et kulkondenskraftværk. Dette er en rimelig antagelse, idet dette vil være gældende i omkring 90% eller mere af tiden. Øges elforbruget, vil dette i de fleste tilfælde føre til, at den *ekstra* elproduktion vil ske på kondensværker. I denne sammenhæng skal det erindres, at vandkraften fungerer som et stort energilager i det nordiske elsystem, så det er ikke sikkert, at kondenskraftværket producerer, lige når det ekstra elforbrug sker, men via udveksling med vandkraften vil elproduktionen på et tidspunkt blive øget på kondensværker³.

³ Typisk vil atomkraft, vandkraft og vindkraft på årsbasis være uafhængig af et ekstra elforbrug. Også kraftvarmens produktion vil typisk være defineret af varmebehovet, dog kan en del af et ekstra elforbrug godt ske som kraftvarme. Bemærk at disse vurderinger gælder på kort sigt. På lang sigt kan et ekstra elforbrug muligvis gøre det lettere at integrere mere vindkraft. I mange studier af fremtiden opereres med et markant forøget elforbrug, fx til varmepumper, elbiler og til industrielle processer. Hvis et sådant øget elforbrug ikke kombineres med restriktioner på brugen af kul (fx høje CO₂-priser eller forbud), vil det sandsynligvis føre til et øget kulforbrug.

Energikilde, marginal elleverance	
Naturgas, 100% varmevirkningsgrad	205 g CO ₂ /kWh _{varme}
Kraftvarme på kul, 200% varmevirkningsgrad	171 g CO ₂ /kWh _{varme}
Elvarme, kulkondens med elvirkningsgrad = 40%	855 g CO ₂ /kWh _{varme}
Varmepumpe, COP = 3, kulkondens med elvirkningsgrad = 40%	285 g CO ₂ /kWh _{varme}
Varmepumpe, COP = 5, kulkondens med elvirkningsgrad = 40%	171 g CO ₂ /kWh _{varme}
Elvarme eller varmepumpe, ved vind som marginal elproducent *	0 g CO ₂ /kWh _{varme}

Tabel 3. Miljøsammenligning ved forskelle situationer. Bemærk at tabellen beskriver den marginale emission, ikke den gennemsnitlige.

* Fx ved negative priser, hvor et højere elforbrug vil betyde, at stop af vindmøller kan undgås. Nulpriser har typisk fundet sted 0,5% af tiden, særligt i forbindelse med havarier på transmissionsforbindelser til udlandet.

Den gennemsnitlige miljøpåvirkning vil være lavere end angivet i tabel 3. Hvor meget lavere kan ikke umiddelbart udledes. Miljøaspekterne er yderligere analyseret i analyseprojektet, fx sammenhængen mellem lokal og global CO₂-reduktion.

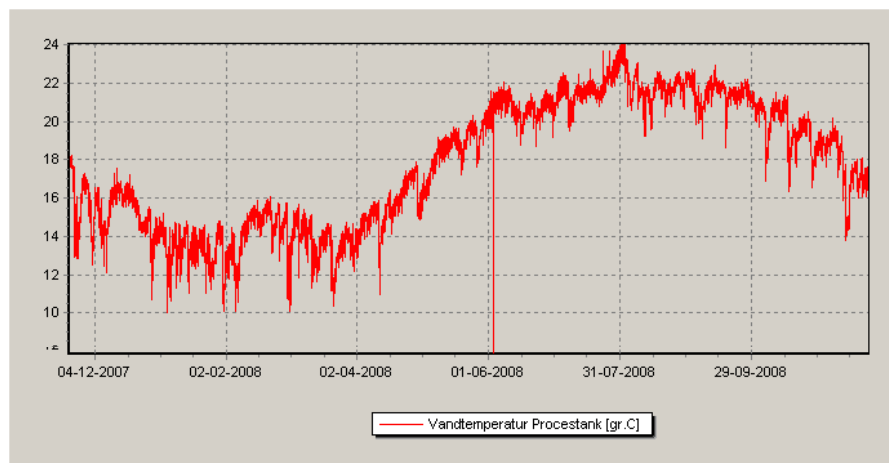
I bilag 1 findes detaljeret beskrivelse af de analyserede varmepumper.

5. Lavtemperaturkilder

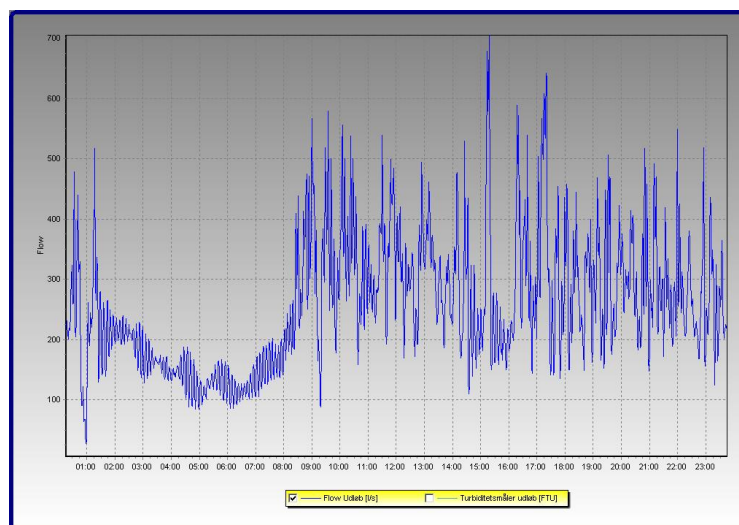
Som lavtemperaturkilde kan fx anvendes havvand, spildevand eller industriel overskudsvarme. Havvand findes i uendelige mængder, men temperaturen er ikke så attraktiv, idet den om vinteren fx kan være 2-3°C. Spildevand anvendes ofte som varmekilde. Renset spildevand svinger i temperatur mellem 10 og 20°C og kan således give en højere COP, end når der anvendes havvand. Se Figur 5.

Middel spildevandsflow på Marselisborg rensningsanlæg er i dag 1.200 m³/time. Køles denne vandmængde fx 8°C (fx fra 10 til 2°C), så svarer det til en effekt på 11 MW. Ved en COP på 3, vil dette svare til 17 MW nyttiggjort varme. Spildevandsflowet på Marselisborg vil være stigende på grund af den planlagte sammenlægning af rensningsanlæg. Bemærk at fordelingen af flowet er således, at spildevandsflowet i 60-70% af tiden er mindre end middelværdien (se Tabel 4). Anvendelse af et udligningsbassin kan udglatte noget af variationen og dermed føre til en mere jævn belastning af varmepumpen. I skitseprojekterne af varmepumperne er der for de store varmepumper anvendt et udligningsbassin på 3.500-8.000 m³.

Spildevandsflowet på Egå rensningsanlæg har en middelværdi på 750 m³/time og er typisk 1-2°C koldere end på Marselisborg.



Figur 5. Temperatur af spildevand fra Marselisborg rensningsanlæg. Den lodrette linje i juni er en målerfejl.



Figur 6. Eksempel på flow for en enkelt dag. Marselisborg rensningsanlæg Y-aksen er l7sek.

	Gennemsnitligt flow
2006	1.300 m ³ /h
2007	1.340 m ³ /h
2008	1.200 m ³ /h
Middel (2007-2009)	1.215 m ³ /h
60%-fraktil (2007-2009)	1.106 m ³ /h
90%-fraktil (2007-2009)	1.889 m ³ /h
Maksimalværdi	4.320 m ³ /h
Middelværdi på lang sigt (2025)	2.700 m ³ /h

Tabel 4. Nøgletal for spildevandsflow på Marselisborg rensningsanlæg

Industriel overskudvarme kan have mange temperaturniveauer, men der er eksempler på virksomheder på Århus havn, som fx Solae og Aarhus/Karlshamn, med betydelige energimængder (op til 10-20 MW året rundt), som kan genvindes ved omkring 50°C. Dette kan enten anvendes direkte til forvarmning af fjernvarmens returvand, eller en højeffektiv varmepumpe kan øge temperaturen. Det synes muligt at opnå en COP på 8 for en varmepumpe, som anvender sådanne varmekilder og afleverer varmen ved 60°C.

	Typisk effekt	Temperatur
1. Kølevand, havn	7,9 MW	Ca. 50°C
2. Kølevand, havn	2,2 MW	-
3. Kondensering af vanddamp fra spraytørring	8,8 MW	40-50°C
4. Køling af spildevand	0,6 MW	40°C

Tabel 5. Eksempler på mulige energistrømme fra virksomheder på Århus havn. De to første stammer fra forskellige produktioner. Temperaturniveauet er p.t. ikke kendt for nr. 2.

På længere sigt kan fjernkøling også være en mulig varmekilde for varmepumperne.

6. Vindmøller

Udgangspunktet for ideen om VindVarme er, at der investeres i vindmøller til at dække det elforbrug, som varmepumperne kræver.

Det kan være en udfordring at finde velegnede placeringer til vindmøllerne, fordi Århus kommune generelt er tæt bebygget bl.a. med boliger. I udkastet til kommuneplanen er der udpeget seks mulige placeringer i Århus kommune for store vindmøller (125-150 m), med en mulighed for en placering af op til 13 vindmøller med en samlet effekt på op til 29 MW. Kommuneplanen er vedtaget 16. december 2009. En række forhold indgår i vurdering af velegnede vindmølleplaceringer, fx at der skal være mere end 500 m til nærmeste beboelse.

De seks udpegede områder er:

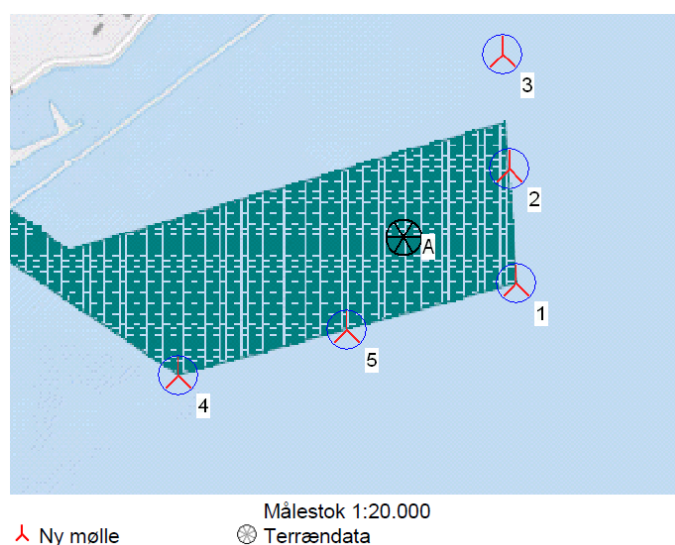
- Område øst for Hårup: Op til 4 vindmøller
- Område syd for Todbjerg: Op til 2 vindmøller
- Område ved Studstrupværket: Op til 2 vindmøller
- Område nord for Borum: Op til 2 vindmøller
- Område nord for Hørslev: Op til 2 vindmøller
- Område syd for Solbjerg: 1 vindmølle

Derudover er det i udkastet til kommuneplanen vurderet, at vindmøller på havnen kan være en mulighed i sammenhæng med en kommende havneudvidelse.

I dette projekt er en række mulige vindmølleplaceringer undersøgt, fx er en placering ved Studstrupværket analyseret. Umiddelbart synes der bare at være plads til én vindmølle ved Studstrupværket, på grund af nærliggende beboelse og rekreative områder.

Endvidere er analyseret mulighederne i forbindelse med Egå rensningsanlæg. Denne placering er ikke nævnt i udkast til kommuneplan, men er medtaget fordi det overvejes at placere en varmepumpe her. Det har også været formålet at undersøge, om der i Egå fx var enkelte restriktioner, som forhindrede placering af vindmøller, og som evt. kunne ændres (fx ved køb af huse). Analysen giver ikke anledning til at foreslå Egå rensningsanlæg som vindmølleplacering. Nærheden til beboelse og rekreative områder er hovedbegrundelsen for denne vurdering.

Mulighederne for at placere vindmøller i forbindelse med udvidelsen af havnen er skitseret, og mulighederne for at placere vindmøller på den østlige havneudvidelse, den såkaldte ”brækkede arm”, er analyseret. Udformning og anvendelse af dette areal ligger ikke fast, men det er fx nævnt, at Mols-liniens færgeterminal og Marselisborg rensningsanlæg kan flyttes hertil. Det vurderes, at der kan placeres op til 11,5 MW her. Når området planlægges, kan der fra starten tages hensyn til muligheden for at placere tre til fem vindmøller her. I forhold til de to øvrige landplaceringer virker havnen som et potentielt attraktivt område for vindmølleplaceringer, idet nabo-generne synes mindre, og årsproduktionerne er højere.



Figur 7. Skitse af mulige vindmølleplaceringer på Østhavnen. Her i model med fem møller. De alternative modeller med tre møller består af møllerne 1-3 eller 1, 4 og 5.

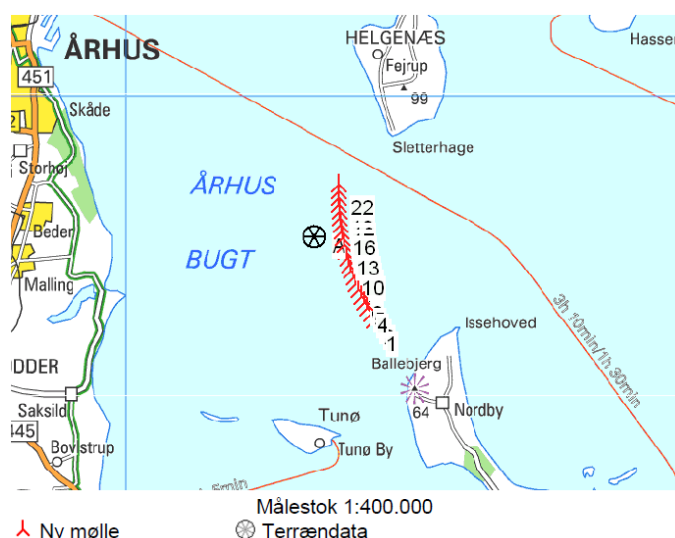
Endelig er placeringer i Århus Bugt analyseret. Placeringer i bugten indgår ikke i kommuneplanen, da kommunen ikke dækker dette område. Der er analyseret to placeringer: Mejflak og Wulf Flak.

Mejflak er indstillet til at være Natura 2000-område. Det er et stenrev med 4-9 meters vanddybde, som huser et rigt dyreliv. Ved dykkerundersøgelse i 2002 blev identificeret 218 forskellige arter: 57 algearter, 1 art blomsterplante og 160 dyrearter, fx havkarusse og bergylt.

Det forhold at Mejflak er indstillet til Natura 2000-område betyder, at det skal godtgøres, at et nyt projekt ikke skader områdets natur. Hvis en foreløbig vurdering viser at planer og projekter kan påvirke området væsentligt, så skal der gennemføres en konsekvensvurdering. Dette skal være konkret og detaljeret og skal omfatte både etablering og drift. Og der skal påpeges evt. mulige afværgeforanstaltninger, fx tidspunkter på året hvor forstyrrelsen er mindst.

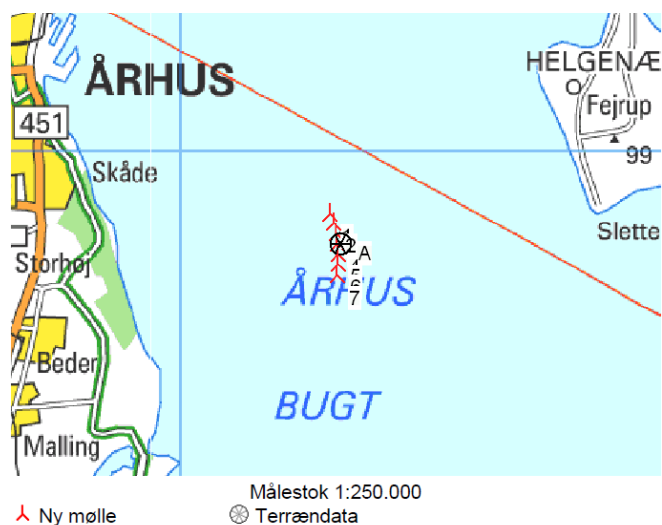
Placering af vindmøller på Mejflak vurderes efter etableringsfasen at kunne styrke dyrelivet. Fundamentet vil virke som et stenrev og vil begrænse fiskeriet. Det bør nøje analyseres, hvorledes etableringsfasen kan tilrettelægges, så der ikke sker skade på dyrelivet.

En arbejdsgruppe arbejder for etablering af en møllepark på Mejflak. I den forbindelse er der skitseret vindmølleparker fra 80 til 176 MW. Der foreligger visualiseringer af disse forslag, blandt andet med vindmøllerne set fra Tangkrogen tæt på Marselisborg sejlkлуб.



Figur 8. En mulig placering af vindmøller i Århus Bugt: Mejflak.

Wulf Flak er en anden mulig vindmølleplacering. Dette område er nærmere Århus og er ikke et Natura 2000-område.



Figur 9. En mulig placering af vindmøller i Århus Bugt: Wulf Flak

Navn og kapacitet	Bestykning	Park-virkningsgrad	Samlet kapacitetsfaktor*	Fuldstastimer
Studstrup, 2,3 MW	1 x 2,3 MW	100,0%	38,3%	3.355
Egå, 3,6 MW	2 x 1,8 MW	97,9%	38,1%	3.338
Egå, 5,4 MW	3 x 1,8 MW	97,1%	36,6%	3.206
Østhavnen, 6,9 MW (østlig løsning)	3 x 2,3 MW	96,0%	43,2%	3.784
Østhavnen, 6,9 MW (sydlig løsning)	3 x 2,3 MW	96,8%	44,5%	3.898
Østhavnen, 11,5 MW	5 x 2,3 MW	94,1%	42,8%	3.749
Østhavnen, 9 MW	5 x 1,8 MW	95,8%	49,1%	4.303
Wulf Flak, 25,2 MW	7 x 3,6 MW	96,6%	47,1%	4.126
Mejlflak, 79,2 MW	22 x 3,6 MW	95,7%	47,1%	4.126

Tabel 6. Oversigt over de analyserede vindmølleplaceringer. Park-virkningsgraden viser betydningen af skyggevirkninger ved placering af flere møller tæt på hinanden. Ud fra kapacitetsfaktoren kan årsproduktionen udregnes som installeret effekt gange antal fuldstastimer. Bemærk at skygeeffekten mellem flere møller medfører et tab på op til 5,9%.

Til sammenligning kan nævnes, at ”en rigtig” havvindmøllepark, som Horn Rev 2 som er på 209 MW, forventes at have en årsproduktion på 800 GWh, svarende til 3.828 fuldstastimer. Der er tale om 91 Siemens møller med en effekt på 2,3 MW og en vingediameter på 93.

I runde tal vurderes vindmøllerne på land at kræve investeringer på 10 Mkr./MW. Driftsomkostningerne vurderes til ca. 8 øre/kWh. Der er i disse tal ikke medregnet jordleje, evt. balanceomkostninger og omkostninger til nedtagning.

For havvindmøllerne vurderes omkostningerne ekskl. kabelføring at blive 13 Mkr./MW ved havdybder under 10 m. Driftsomkostningerne vurderes til ca. 13 øre/kWh. Der er i disse tal ikke medregnet evt. balanceomkostninger og omkostninger til nedtagning.

Kabelomkostningerne vurderes at beløbe sig til 150 mio. kr. for Mejlflak og 30 mio. kr. for Wulf Flak, svarende til 1-2 Mkr./MW.

Der regnes med en levetid for gear på 8-12 år. Omkostninger til fornyelse er medregnet under driftsomkostninger.

Køberetsordningen indebærer, at der skal udbydes mindst 20 pct. som ejerandele til borgere, som har bopæl i en afstand af op til 4,5 km fra opstillingsstedet. Denne regel kan modvirke brugen af vindmøller i direkte tilslutning til varmepumper, da køberetsordningen skal gælde nettilsluttede møller. Hvis der opstilles mindre end fem vindmøller, kan det således være svært at have 20%, som er nettilsluttede og resten direkte tilsluttede. En løsning med en vindmølle, som er direkte tilsluttet, er således ikke mulig med de nuværende regler.

Der kan endvidere blive tale om udgifter i forbindelse med værditabsordningen, som sikrer kompensation til ejere, som på grund af opstillingen af vindmøller oplever værditab på mere end 1% af ejendommens værdi.

I bilag 2 findes detaljerede produktionsberegninger og støj- og skyggeberegninger for samtlige placeringer.

7. Installationstekniske alternativer for vindmøller og varmepumper

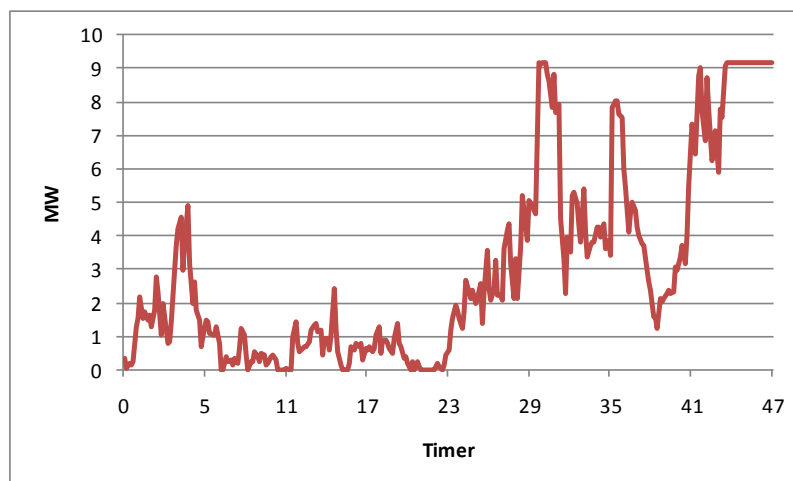
Der er betydelige afgifter for el anvendt til varme. Ligeledes er der betydelige tariffer til netselskabet og Energinet.dk. Disse tariffer kan helt undgås, hvis der etableres et selvstændigt og uafhængigt net mellem vindmøller og varmepumper. Dette kræver imidlertid en delvist uprøvet løsning og indeholder udfordringer med balancering af produktion og forbrug.

I et selvstændigt net skal elproduktion og elforbrug altid balancere. Dette kan sikres ved moderne styring af vindmøllen (dynamisk nedjustering af produktion), ved anvendelse af hurtig-reagerende elpatroner og ved ind- og udkobling af trin i varmepumpen. Denne form for ren ødrift kunne også kombineres med andre former for elproduktion. Dieselmotorer har fx gode reguleringsgenskaber og kunne anvendes til balancering.

Ved ren ødrift modtages der ikke støtte til vindmøllernes elproduktion (25 øre/kWh), men der skal heller ikke betales elafgift (60 øre/kWh) af elforbruget. Ligeledes skal der ikke betales net- og systemtariffer (typisk 25 øre/kWh).

En mellemløsning mellem almindelig nettilslutning og ødrift kan være den installationstilsluttede løsning, se Figur 11. Det er vurderingen, at denne løsning overholder gældende regler og vil sikre fritagelse for elafgift for den el, der leveres direkte fra vindmøller til varmepumpe. Forespørgsel til Energinet.dk har bekræftet dette (se bilag 3). Løsningen giver endvidere mulighed for import af el – og dermed længere driftstid for varmepumpen, end de timer, hvor vindmøllen kører.

Udfordringen med balancering er illustreret på Figur 10. Det ses, at der er lange perioder med dellast (ofte under 25%), og at der er en del tilfælde med store variationer af produktionen. Det kan være en stor udfordring at balance et net med en så varierende produktion.

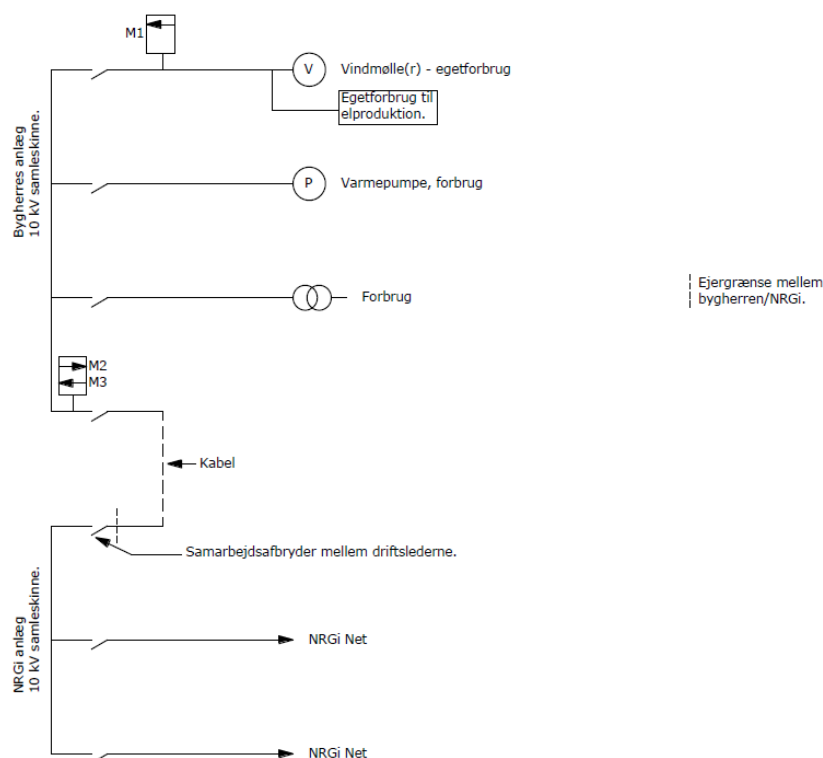


Figur 10. Simuleret elproduktion fra de fem vindmøller på Østhavnen. Perioden dækker de to første døgn af 2008. Der er anvendt 10-minutters værdier. Der er her anvendt en løsning med fem møller a 1,8 MW.

Også i den installationstilsluttede løsning kan elpatroner anvendes til at optage elproduktionen, når denne er under varmepumpens minimumslast eller produktionen fra vindmøllerne øges hurtigere, end varmepumpen kan aftage den. Ud fra en simuleret tidsserie med 10-minutters værdier for den forventede elproduktion fra vindmøller placeret på Østhavnen er det beregnet, at hvis varmepumpen har en minimumslast på 20%, så vil dette betyde, at 4,5% af vindmøllernes produktion må afsættes i elpatronen. Det er i beregningen antaget, at den elproduktion, som ikke anvendes i varmepumpen, anvendes i elpatronen.

Hvis det endvidere antages, at varmepumpen er 60 minutter om at opnå fuld last, så vil dette betyde, at yderligere 1,5% af elproduktionen vil blive anvendt i elpatronen.

Det skal bemærkes, at den vindmølle, der er taget udgangspunkt i her, er en Vestas V100 med en 1,8 MW generator. Denne har en relativ lille generator i forhold til vingestørrelse og når fuld produktion allerede ved 11 m/s. Den har således en produktion på over 90% i 28% af årets timer, hvilket er markant mere end hvis der anvendes en almindelig større generator. Det kan være hensigtsmæssig med en lille generatorstørrelse, når produktionen primært skal anvendes til eget forbrug.



Figur 11. Eksempel på installationstilslutning. Måleren M3 måler nettoforbruget, og det er alene dette forbrug, der skal betales afgifter og tariffer af. Der er endvidere visse tariffer, som skal betales af produktionen (måler M1). Måleren M2 kan undværes, hvis der ikke forekommer eksport af el til nettet.

	Nettilslutning varmepumpe	Nettilslutning vindmøller	Installationstilslutning af varmepumpe og vindmøller
Østhavn, 7 MW (række mod syd)	3,4 Mkr. (0,5 Mkr./MW)	1,2 Mkr. (0,2 Mkr./MW)	8,5 Mkr. (1,2 Mkr./MW)
Østhavn, 7 MW (række mod øst)	3,4 Mkr. (0,5 Mkr./MW)	1,2 Mkr. (0,2 Mkr./MW)	9,5 Mkr. (1,4 Mkr./MW)
Østhavn, 12 MW	3,8 Mkr. (0,3 Mkr./MW)	2,2 Mkr. (0,2 Mkr./MW)	10,5 Mkr. (0,9 Mkr./MW)
Wulf Flak, 25 MW		30,3 Mkr. (1,2 Mkr./MW)	
Mejlflak, 79 MW		148 Mkr. (1,9 Mkr./MW)	

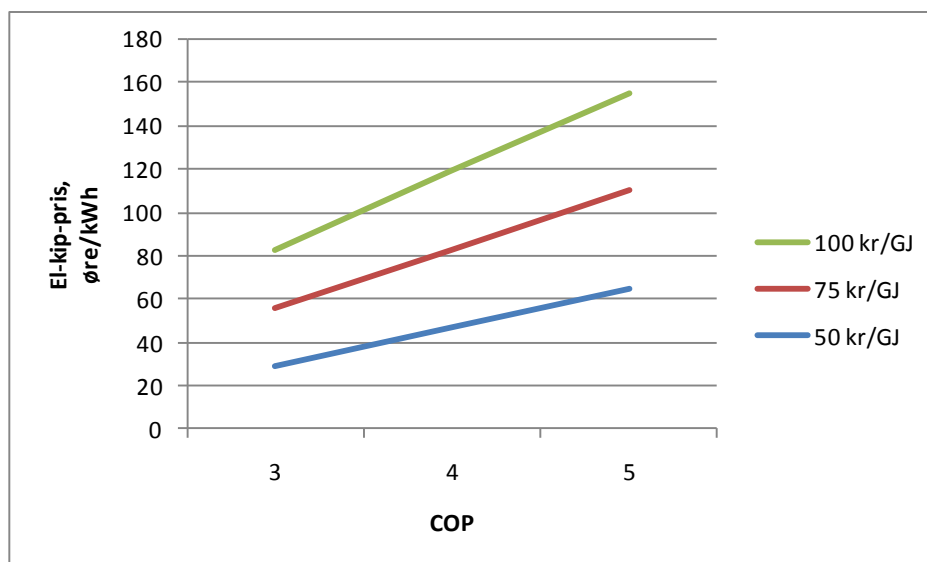
Tabel 7. Overslag over tilslutningsomkostninger. Se bilag 3 for yderligere detaljer.

Oversigt over tilslutningsomkostninger er vist i Tabel 7. Vindmøller, som nettilsluttes, er billigere end installationstilslutning, fordi de modtager tilskud fra udligningsordningen.

For vindmølleplaceringerne i bugten er der regnet med ilandføring ved Ajstrup Strand Camping, mellem Malling og Beder.

Med varmepumper og vindmøller i samme installationstilslutning kan der være situationer, hvor det kan betales sig at eksportere elektriciteten i stedet for at anvende den i varmepumpen. I de første 22.000 timer fuldlasttimer for vindmøllen modtager den 25 øre/kWh i tilskud, hvis elektriciteten eksporteres. I denne periode kan eksport således betales sig, hvis elprisen er tilstrækkelig høj – set i forhold til varmeprisen.

Særligt for varmepumper med en relativ lav COP på 3 kan dette ofte være tilfældet. For varmepumper med COP på 5 vil dette langt sjældnere ske. Se Figur 12. Typiske elpriser ligger i intervallet fra 20-60 øre/kWh. Ved disse priser er eksport af vindmølle-produceret elektricitet ikke relevant, hvis COP er 5, og varmeprisen er over 50 kr./GJ.



Figur 12. Ved elpriser over kurven kan det betales sig at eksportere den producerede elektricitet. Det er antaget, at der modtages 25 øre/kWh i tilskud ved eksport.

8. Anbefaling

Udgangspunktet for dette arbejde har været en løsning med en 150 MW-varmepumpe, som udnytter elektricitet fra 50 MW-vindmøller. Vindmøllerne skal være direkte tilsluttet varmepumperne for at kunne undgå afgifter for den forbrugte elektricitet. Som grundlag for varmepumpen er primært anvendt havvand. Analyser gennemført i dette projekt har vist, at denne løsning ikke er mulig at realisere i Århus. Det er ikke muligt at placere så mange vindmøller på land, og mulighederne for lav afgiftsbetaling eksisterer ikke for vindmøller placeret på havet.

Der er analyseret et stort antal anlægskombinationer, og på den baggrund anbefales det at arbejde videre med to løsninger.



Figur 13. Kort over virksomheder, Marselisborg rensningsanlæg og mulige placeringer af varmepumpe og vindmøller.

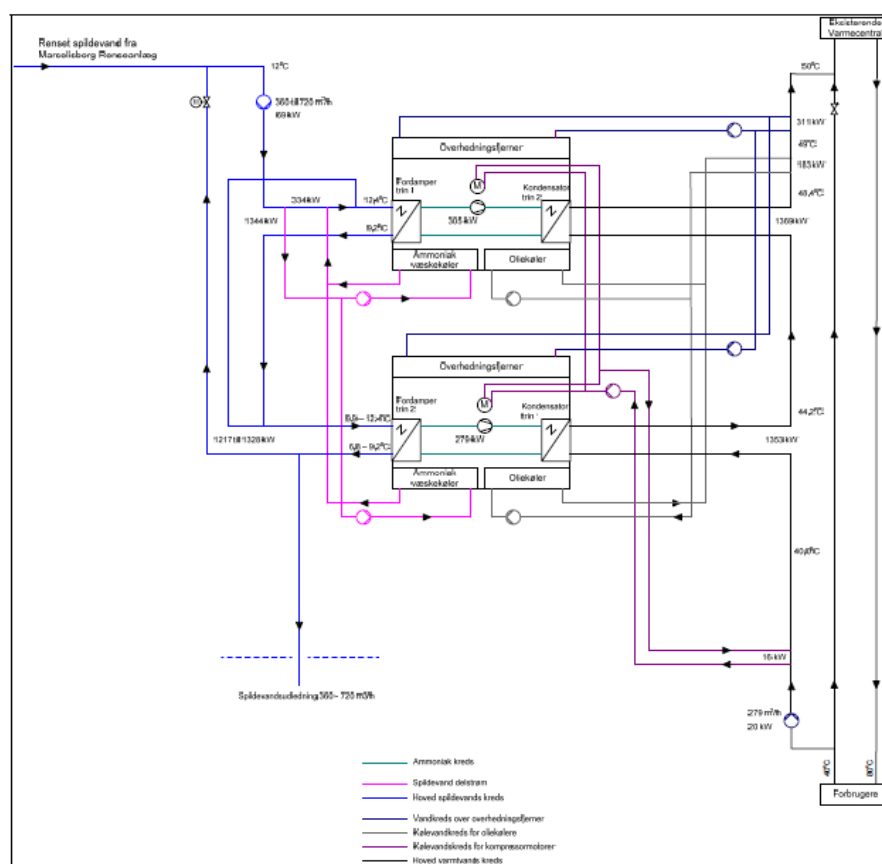
Anbefaling 1: Installationstilsluttet varmepumpe med høj effektivitet – baseret på spildevand

Varmpumpers effektivitet er i høj grad bestemt af den temperaturforskel, der er mellem den kolde temperatur, som energien hentes fra, og den varme temperatur, som energien leveres til. Ved ikke at køle spildevandet maksimalt kan der opnås en relativ høj fordampningstemperatur, og ved alene at forvarme fjernvarmevandet kan kondenseringstemperaturen begrænses. Ved at begrænse temperaturløftet fra ca. 75°C (fra 5 til 80°C) til ca. 40°C (fra 10 til

50°C) kan års-COP'en øges fra 3,0 til 5,0. Det vurderes, at en varmepumpe kan dimensioneres til størrelser op til 10 MW med den høje COP.

Øges kapaciteten til 10 MW, vil der være behov for en lagertank, som kan udjævne variationerne i spildevandsflowet. Ved kapaciteter op til 10 MW vil varmen kunne afsættes i distributionsnettet som forvarmning.

Der er i det følgende skitseret en varmepumpe på 3,2 MW. Dette svarer til løsning 6 i Tabel 2.



Figur 14. Skitse af 3,2 MW-varmepumpe til forvarmning af fjernvarmevand.

Opbygningen af varmepumpen foreslås med to trin på vandsiden og et trin i kølekredsen. Varmepumpen er opbygget som vist på Figur 14 og i øvrigt som beskrevet nedenfor:

- 2 stk. ammoniak varmepumpeaggregater for køling af spildevand
 - Skruekompressor for ammoniak, direkte koblet til 355 kW, 2-polet, vandkølet elmotor, IP 54 for 3 x 400 Volt
 - Vandkølet oliekolet
 - Olieudskillere for den interne oliekolet
 - Overhedningsfjerner

- Kondensator af pladevarmeveksler-typen, udført i syrefast rustfrit stål
 - Fordamper af pladevarmeveksler-typen for køling af spildevand, udført i titanium
 - Horisontal væskeudskiller for fordamperen
 - Varmerveksler af pladevarmeveksler-typen for køling af ammoniak-væske med spildevand, udført i titanium
 - Interne cirkulationspumper for hhv. fjernvarmevand og spildevand
- 4 stk. spildevandspumper a 22 kW for levering af et spildevandsflow på maks. 720 m³/h
 - 3 stk. fjernvarmepumper a 11 kW for levering af et samlet vandflow på op til 360 m³/h
 - Selvrensende spildevandsfilter
 - Automatisk stopventil for tilbageføring af afkølet spildevand; anvendes i perioder med lav spildevandstilledning
 - Eltavler med motorstartere og brydere
 - Elforsyning med 2,000 Amp. transformer, 10 kV/400 V
 - SRO-anlæg
 - Elkedel med en kapacitet på ca. 1,1 MW; el-kedlen indgår i anlægget for at kunne levere regulerkraft. El-kedlen kobles ud efterhånden som varmepumpens kapacitet forøges
 - Opstilling af varmepumpen vil kræve en bygning på ca. 20 x 20 m² grundflade, 8 meter frihøjde.

Det vurderes, at der kan opnås en COP (vinter) på 4,8 og en års-COP på 5,2-5,4.

For en varmepumpe med en kapacitet på 10 MW vurderes, at det er nødvendigt med en udligningstank på 5.000 m³. Årsvirkningsgrad skønnes til 5,4. Opbygningen vil være som vist i Figur 14, med to trin på vandsiden og ét trin på kølemiddelsiden.

I det følgende beskrives økonomi for en varmepumpe på 10 MW med installationstilsluttede vindmøller. Det vurderes, at der vil være en vis stordriftsfordel ved at gå op i størrelse. En 10 MW-varmepumpe kan forsynes af én vindmølle.

Investeringer

Varmepumpe, inkl. installation i forhold til el, spildevand og fjernvarme, SRO-anlæg, elforsyning, bygning og projektering	50,0 Mkr.
Vindmøller (2,0 MW)	20,0 Mkr.
Elforsyning mellem vindmøller og varmepumper	2,0 Mkr.
Fjernvarmetilslutning og diverse udgifter (max)	18,0 Mkr.
I alt	90,0 Mkr.

Det antages, at der opstilles flere vindmøller, men i ovenstående er alene medtaget dette projekts andel af omkostningerne.

Element	
Investering	90 mio. kr
Investering omregnet til årlig omkostning (20 år, 3%)	6 mio. kr./år
Drift og vedligeholdelse	0,8 mio. kr./år
Indkøb af el	0,0 mio. kr./år
Afgifter af elproduktion	0,6 mio. kr./år
Fuldlastimer	4.000 timer/år
Varmeproduktion	144 TJ/år
Varmepriis	52 kr./GJ

Tabel 8. Forenklet økonomiberegning for 10 MW-varmepumpe med COP på 5 og med 2 MW installationstilsluttede vindmøller.

Projektet har en attraktiv økonomi. Det er en forudsætning, at der kan etableres vindmøller i umiddelbar nærhed af varmepumpen.

Anbefaling 2: Udnyttelse af varme fra industrivirksomheder

Der findes flere energiintensive virksomheder på Århus havn, som har betydelige varmemængder, som i dag køles via vand fra havnen. Denne varme kan med fordel anvendes i fjernvarmesystemet. Det drejer sig om betydelige varmemængder – mellem 8 og 20 MW – som er tilgængelige i omkring 8.000 timer per år.

Det anbefales, at der udformes et beslutningsgrundlag for etablering af varmegenvinding fra virksomhederne på havnen, fx Aarhus/Karlshamn og Solae. Beslutningsgrundlaget skal bl.a. beskrive, hvilken afregning virksomhederne kan forvente, og hvorledes den nødvendige investering fordeles på hhv. AVA og virksomhederne. Nærværende skitseprojekt har alene omhandlet potentialer og de mulige tekniske løsninger.

Der er skitseret en varmepumpe på 9,1 MW, som kan levere køling til virksomhederne og levere forvarmning af fjernvarmevand. Denne varmepumpe svarer til én ud af flere varmemønstre, som findes tilgængelig på virksomhederne. Dette svarer til løsning 9 i Tabel 2.

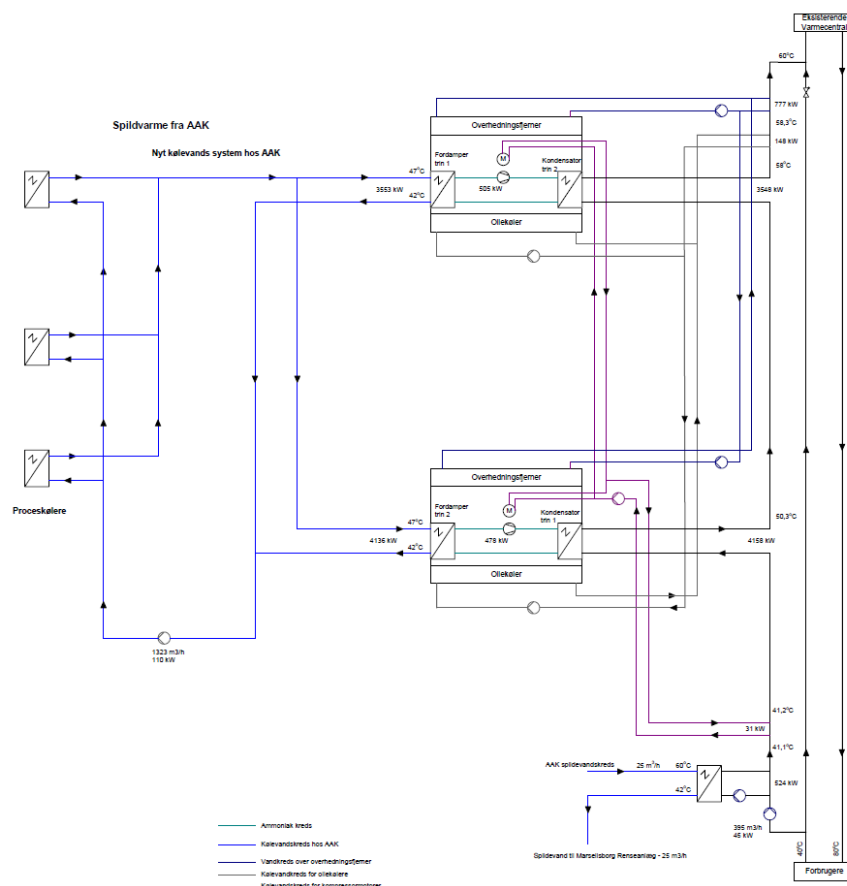
Opbygningen foreslås med to trin på vandsiden og et trin i kølekredsen med følgende elementer:

- 2 stk. ammoniak varmepumpeaggregater for køling af kølevand. Hvert aggregat leveres med:
 - Skruekompressor for ammoniak, direkte koblet til 550 kW, 2-polet, vandkølet elmotor, IP 54 for 3 x 400 Volt
 - Vandkølet oliekoeler
 - Olieudskiller for den interne oliekræds
 - Overhedningsfjerner
 - Kondensator af pladevarmeveksler-typen, udført i syrefast rustfrit stål
 - Fordamper af pladevarmeveksler-typen for køling af alm. vand, udført i syrefast rustfrit stål
 - Horisontal væskeudskiller for fordamperen
 - Interne cirkulationspumper for fjernvarmevand
- 5 stk. kølevandspumper a 22 kW for levering af et maksimalt, samlet kølevandsflow på ca. 1320 m³/h
- 3 stk. fjernvarmepumper a 15 kW for levering af et samlet vand-flow på op til 400 m³/h
- 1 stk. pladevarmeveksler med en kapacitet på 524 kW for spildevand/fjernvarmevand, udført i titanium

- Intern cirkulationspumpe for cirkulation af fjernvarmevand
- Selvrensende spildevandsfilter for varmeveksler for køling af spildevand
- Eltavle med motorstartere og brydere
- Elforsyning med 3,200 Amp. transformer, 10 kV/400 V
- SRO-anlæg
- Bygning på ca. 25 x 20 m² grundflade, 8 meter frihøjde.

Anlægget er skitseret i Figur 15. Det er antaget, at der er en varmestrøm, som kan anvendes direkte til forvarmning. Varmepumpen er med to trin på vand-siden og et trin på kølemiddelsiden.

Anlægget skal drives konstant (8.000 timer per år), hvorved fuld forsyning med elektricitet fra vindmøller ikke kan anvendes. En blanding af vindmøller og forsyning fra nettet kan anvendes. Når elektriciteten modtages direkte fra vindmøllerne, spares energiafgiften. Nettet kan levere den resterende del af elbehovet.



Figur 15. Skitse af varmepumpe til udnyttelse af varme fra industrivirksomheder

Investeringer

Varmepumpe, inkl. installation i forhold til el, spildevand og fjernvarme, SRO-anlæg, elforsyning, bygning og projektering	23,0 Mkr.
Fjernvarmetilslutning og diverse udgifter (max)	7,0 Mkr.
I alt	30,0 Mkr.

Der er her ikke medregnet vindmøller, men dette vil forbedre økonomien i projektet.

Element	
Investering	30 mio. kr.
Investering omregnet til årlig omkostning (20 år, 3%)	2,1 mio. kr./år
Drift og vedligeholdelse	0,4 mio. kr./år
Indkøb af el	4,1 mio. kr./år
Afgifter på elindkøb	7,5 mio. kr./år
Varmeproduktion	262 TJ/år
Varmepris	53 kr./GJ

Tabel 9. Forenklet økonomiberegning for 9,1 MW-varmepumpe med COP på 8. Bemærk at varmeprisen er før betaling til virksomhederne. Der er ikke medregnet evt. omkostninger til rensning af kondensat fra vanddamp.

Projektet har en attraktiv økonomi. Vigtigste forudsætning for projektets realisering vurderes at være aftale om betaling for varme til virksomhederne og aftale om risikodeling i forhold til den nødvendige investering. Endelig bør der som næste skridt ske en grundigere kortlægning af de forskellige varme-strømme, herunder teknisk analyse af udfordringerne ved kondensering af vanddamp fra processerne (fx i forbindelse med tilsmudsning af varmeveksler-flade) m.m.

Varmepumperne kan placeres på virksomheden eller sammen med varmepumperne for spildevand. Sidstnævnte mulighed kunne blive attraktiv i forhold til udnyttelse af elektricitet fra vindmøller, ligesom en fælles placering vil kunne give driftsmæssige fordele. Det kan være synergi mellem de to anlæg – både i forhold til varmestrømme og i forbindelse med drift og vedligeholdelse.

Referencer

CO₂-kortlægning 2006, Teknik og Miljø, Århus Kommune

District heating and cooling with large centrifugal chiller-heat pumps. Ulrich Pietrucha, Friothers AG

Kombination af vindkraft og varmepumpe til Varmeplan Århus (analyseprojekt). Ea Energianalyse, Affald Varme Århus, VindenergiDanmark og Nordjysk Elhandel, 2010

Mejlgrund og Lillegrund. En undersøgelse af biologisk diversitet på et lavvandet område med stenrev i Samsø Bælt. Faglig rapport fra DMU, nr. 529. 2005

Notat fra Århus Kommune, Vand og Spildevand, Spildevand Drift. 27.08.2009

Oplæg til Klimavarmeplan, Teknisk hovedrapport. Oktober 2008. Driftsrådet for Varmeplan Århus

Varmeplan Århus / VPÅ-gruppen Cowi: Overskudsvarmegruppen. December 2007

Varmepumpestatistik fra Sverige

Vejledning til bekendtgørelse nr. 408 af 1. maj 2007 om udpegning og administration af internationale naturbeskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter (høringsudgang fra 2008)

Vindmøllepark på Mejlflak. Ideoplæg, juni 2009. SJ Consult

Virksomhedsbesøg på Solae og Aarhus/Karlshamn, 6.10.2009

Bilag

1. Mogens Bonde Pedersen, Rambøll (2009): Skitser af varmepumper til fjernvarme
2. Danmark Vindmølleforenings konsulenter: Vindmølleløsninger til Vind-Varme
3. NRGi: Eltekniske løsninger til VindVarme.