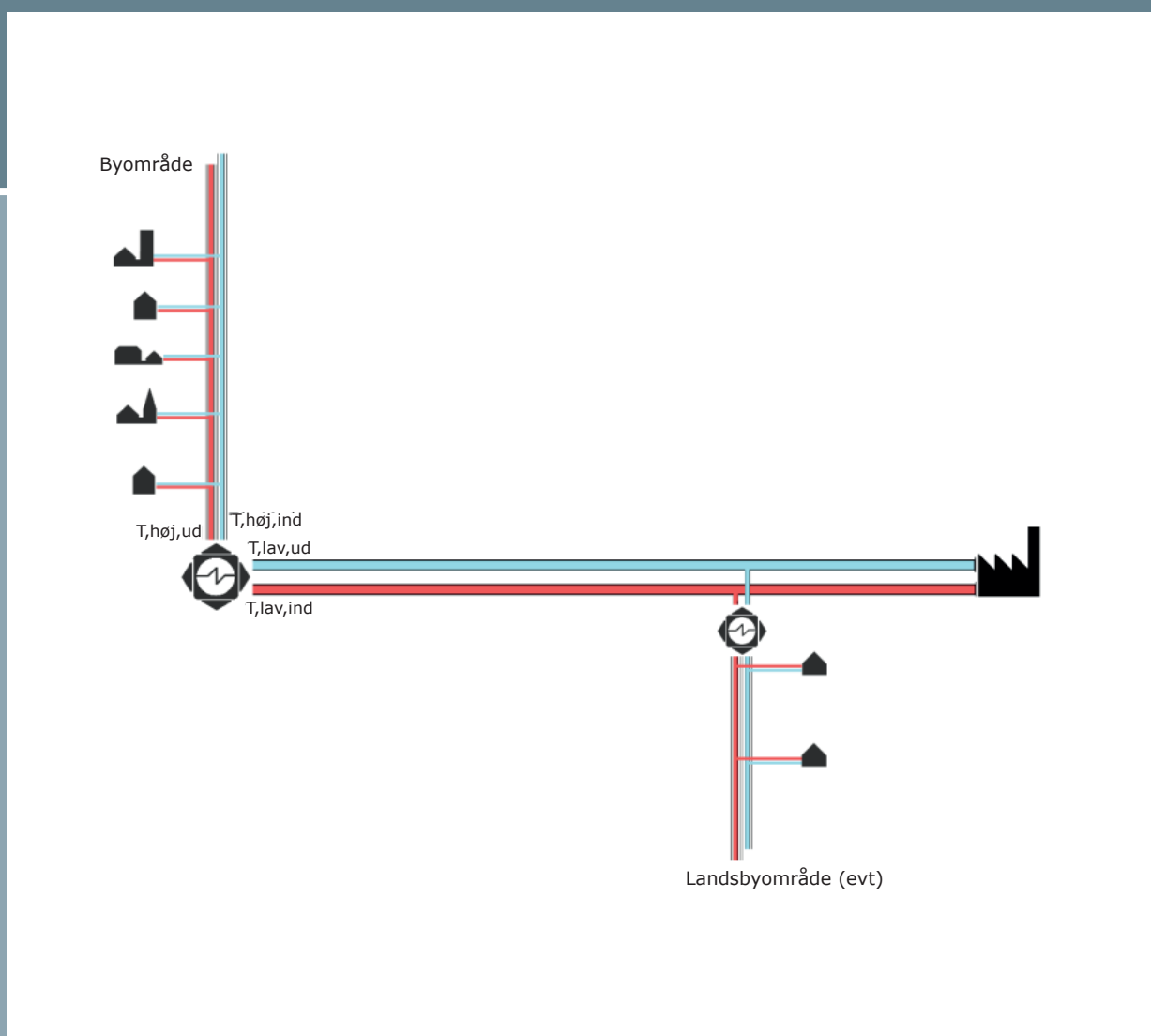


Udnyttelse af industriel overskudsvarme i Kalundborg

- Beregningsmodel og Feasibilityanalyse



Om publikationen

Denne publikation er udarbejdet som led i projektet Grøn Kollektiv Varme. Projektet understøtter forsyningsselskaber og kommuners arbejde med omstilling til vedvarende energi og fremme af grønne løsninger i den kollektive varmforsyning. Målet er nye bæredygtige anlægsprojekter i Region Sjælland. Grøn Kollektiv Varmes opgave har været at sikre det bedst mulige beslutningsgrundlag for 6 konkrete cases, der samtidig kan være til hjælp og inspiration for andre varmeprojekter.

Grøn Kollektiv Varme er et samarbejde mellem Roskilde Universitet, Dansk Symbiosecenter, Næstved Kommune, Næstved Varmeværk A.m.b.a, Fensmark Fjernvarme A.m.b.a, Guldborgsund Kommune, REFA Energi A/S, Kalundborg Kommune, Kalundborg Forsyning A/S, Roskilde Kommune, FORS A/S, Vordingborg Kommune, Vordingborg Forsyning A/S Odsherred Kommune og Nykøbing Sjælland Varmeværk A.m.b.a., Gate 21 og Region Sjælland.

Læs mere om projektet her: <https://www.gate21.dk/project/groenkollektivvarme/>



Indhold

Indledning	4
Beregningsmodel – Beregning af potentiale for udnyttelse af overskudsvarme	5
Opbygning og scenarieberegninger	5
Beregningsmetode	6
Begrænsninger og usikkerheder	6
Feasibilityanalyse - Jyderup	7
Beskrivelse af casen	7
Forudsætninger for beregningerne	7
Tekniske beregninger	8
Scenarie 1 – Varmepumpen dækker hele spidslasten	8
Oversigt over økonomiske beregninger	9
Scenarie 2 – Varmepumpe og naturgasbaseret spidslastanlæg	10
Oversigt over økonomiske beregninger	10
Scenarie REF – varmebehovet dækkes af naturgas	12
Analyse af nøgleværdier for scenarieberegningerne	13
Tekniske nøgletal	13
Estimeret varmeproduktionspris	14
Konklusion	15
Forbehold	15
Perspektiv	15
Lokaløkonomiske fordele ved at anvende overskudsvarme i Jyderup	16
Bilag	17

Indledning

Nærværende dokument er udfærdiget af Dansk SymbioseCenter, Kalundborg Forsyning A/S og Kalundborg Kommune i forbindelse med det regionale udviklingsprojekt Grøn Kollektiv Varme. I projektperioden har ovenstående organisationer kortlagt overskudsvarmen fra industrien i Kalundborg og udviklet en beregningsmodel med henblik på at lokalisere nye varmeprojekter baseret på overskudsvarme. Hensigten med dette dokument er at beskrive beregningsmodellen og de muligheder som beregningsmodellen bidrager med. Yderligere dokumenteres en feasibilityanalyse for en specifik case, der er afledt af projektet.

Feasibilityanalysen indeholder tekniske samt økonomiske estimeringer for et scenarie, hvor lavtemperatur overskudsvarme fra Novo Nordisk i Kalundborg transmitteres i PE-rørledning til Jyderup Varmværk, hvorefter temperaturen løftes og distribueres videre til det eksisterende fjernvarmenet. Analysen er baseret på tekniske termodynamiske beregninger samt økonomiske data indhentet via konkrete tilbud fra relevante leverandører og økonomiske data fra Energistyrelsens Teknologikatalog. Slutteligt vurderes potentialet for at scenariet kan realiseres, om end analysen bør efterfølges af yderligere detaljerede beregninger i tilfælde af at de økonomiske estimeringer viser en positiv forretningsmodel.

Beregningsmodel – Beregning af potentiale for udnyttelse af overskudsvarme

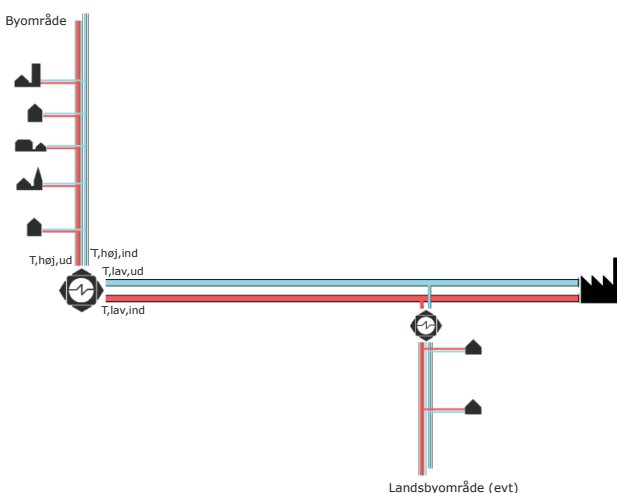
Den generiske beregningsmodel er et redskab til udforskning af alternative energiforsyningsprojekter, og anvendes til at beregne tekniske samt økonomiske nøgletal for potentielle (fjern)varmeprojekter baseret på overskudsvarme. Beregningsværktøjet kan desuden anvendes særskilt til at estimere omkostninger til etablering af præisolerede- og uisolerede fjernvarmetransmissionsrør. Modellen giver således energi-planlæggere mulighed for at identificere eventuelle korrelationer mellem overskudsvarmeleverandører og varmemodtagere, og hurtigere vurdere realiseringspotentialet for specifikke cases før yderligere detaljerede analyser gennemføres. Beregningsmodellen kan derfor anses som et værktøj til at udføre et prefeasibility-studie på en given overskudsvarmebaseret case.

Opbygning og scenarieberegninger

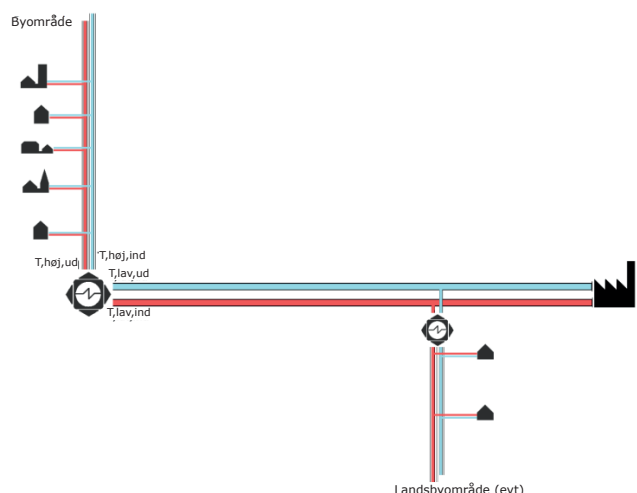
Beregningsmodellen tager udgangspunkt i to forskellige overskudsvarmescenarier; et scenarie, hvor overskudsvarmen transmitteres i præisolerede transmissionsrør fra overskudsvarmekilden til varmeaftager, og et scenarie, hvor overskudsvarmen transmitteres i uisolerede PE(polyethylen)-rør i kombination med en central varmpumpe. Det første af ovenstående scenarier er relevant i tilfælde, hvor højtemperatur (fjernvarmetemperatur) overskudsvarme er til rådighed, mens det andet scenarie er relevant i tilfælde, hvor overskudsvarmen til rådighed, som udgangspunkt er lavere end gængs fjernvarmetemperatur og derfor klassificeres som lavtemperatur.

Principskitserne af de to scenarietyper fremgår af Figur 1 herunder. Gældende for begge scenarier transmitteres overskudsvarmen fra kilden (fabrik, industri osv.), via fremløbsledningen (angivet med rødt). For det præisolerede transmissionsscenario ledes overskudsvarmen via præisolerede rør til distributionsnettet, hvorefter det ledes ud til forbrugerne (byområde). I det uisolerede transmissionsscenario ledes lavtemperatur overskudsvarme, via PE-rør, til en central varmpumpe der løfter temperaturen, hvorefter det varme vand ledes videre til distributionsnettet og ud til forbrugerne. Det afkølede vand ledes derefter tilbage til kilden via returledningen (angivet med blå). Denne konstruktion giver desuden mulighed for at anvende det afkølede returnvand til kølingsprocesser.

Scenarie - Præisoleret transmission



Scenarie - Uisoleret transmission

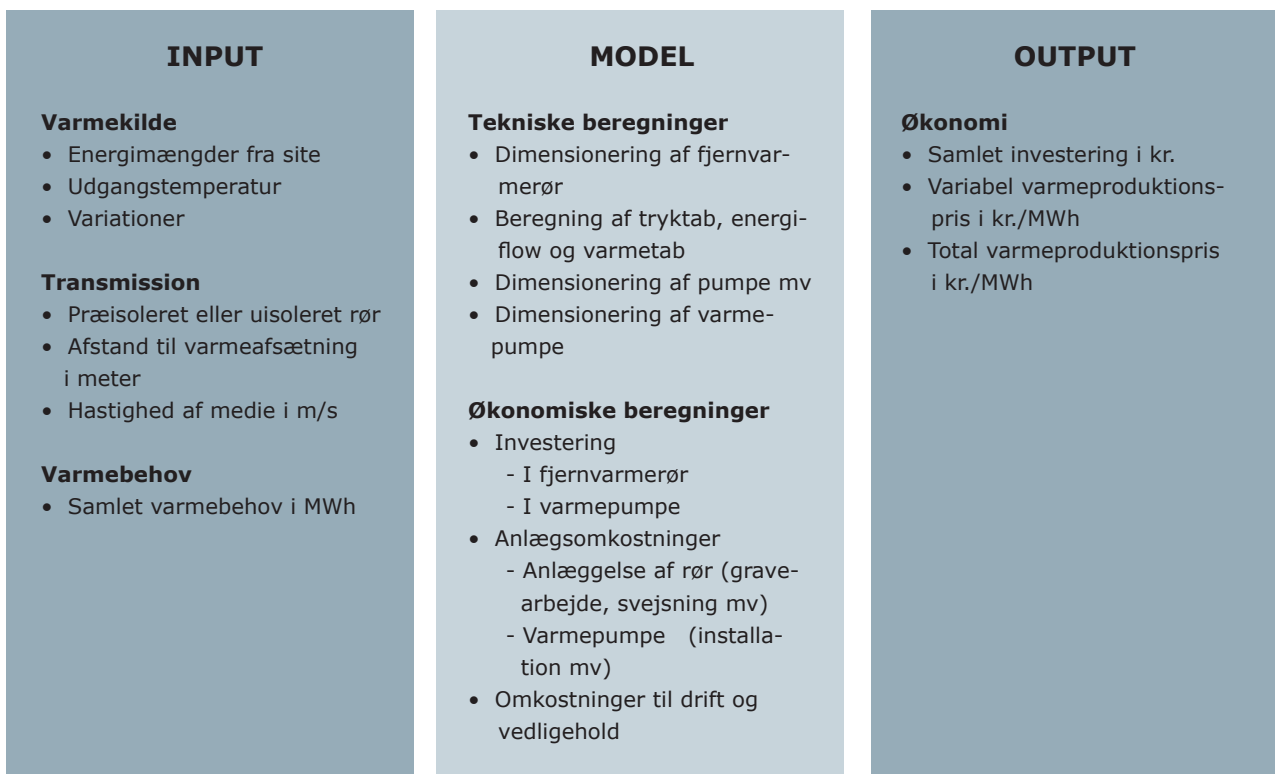


Figur 1. Principskitse af de to scenarier i beregningsmodellen

Beregningsmetode

Beregningsmodellen anvender centrale termodynamiske parametre, der er nødvendige for at estimere yderligere tekniske og termodynamiske nøgleværdier, såsom varmetab i rørledning, tryktab og varmetilførsel, hvilket er essentielt for at estimere de økonomiske nøgletal. Beregningsværktøjet finder, ved iteration, automatisk den mest passende rørdimension, der imødekommer varmebehovet, ved at tage højde for temperatur, energiflow og varmetab af fluiden i transmissionsrøret. Samtidig beregnes den nødvendige kapacitet af varmepumpen i cases med uisolerede transmissionsrør. Ud fra disse tekniske værdier beregnes de casespecifikke økonomiske nøgletal, såsom investeringsomkostninger til varmepumpe, rørledning og nedgravning, vandpumpesystem, svejsning samt yderligere investeringsomkostninger. Ovenstående omkostninger adderes med de variable udgifter til drift og vedligehold af de tekniske anlæg, og summeres til en samlet varmeproduktionspris pr. MWh varme leveret.

Prissætningen for hardware og ydelser er dels indhentet via konkrete tilbud fra relevante virksomheder, og dels fundet via Energistyrelsens Teknologikatalog. Data anvendt i Teknologikataloget er desuden sammenholdt med relevante eksisterende projekter for at validere prissætningen.



Figur 2. Illustration af input, beregninger og output

Begrænsninger og usikkerheder

Omkostninger til distributionsnet, samt varmetab heraf, er på nuværende tidspunkt ikke inkorporeret i beregningerne, hvorfor udgifter til dette skal tilføjes såfremt casen planlægges uden for et eksisterende fjernvarmenet.

Beregningsmodellen baserer beregningerne på antagelser for en række tekniske værdier, hvorfor beregningerne helt naturligt vil være forbundet med en hvis usikkerhed. Dertil kommer forskellige økonomiske antagelser såsom prisudviklingen på el og uforudsete omkostninger. Modellen er således først og fremmest et screeningsværktøj, der på et tidligt stadie kan benyttes til at vurdere projekters relevans og gennemførlighed, baseret på anslåede tekniske og økonomiske nøgletal. Såfremt modellen giver anledning til at kigge nærmere på projekters realiserbarhed skal der udarbejdes nærmere analyser baseret på specifikke data.

Feasibilityanalyse - Jyderup

Beskrivelse af casen

Jyderup Varmeværk, der er et naturgasbaseret kraftvarmeværk og ejes af FORS A/S, vil fra 2019 miste sit årlige grundbeløb som følge af udfasningen af grundbeløbssikringen, og står derfor overfor en væsentlig prisstigning på varmen. Jyderup Varmeværks varmeproduktion baseres primært på naturgas samt en mindre andel fra solvarmeanlæg, og det er støttebeløbet til naturgassen der berøres. Samtidig skal der inden for en kort årrække foretages nye investeringer i gaskedler, da de eksisterende er nedslidte. Derfor har FORS ønsket at undersøge alternativer til den eksisterende varmeproduktion.

Den følgende analyse tager udgangspunkt i et projektforslag, hvor lavtemperatur overskudsvarme fra Novo Nordisk i Kalundborg, transmitteres til Jyderup via nedgravede uisolerede PE-rør. Overskudsvarmen hæves via en central varmepumpe, placeret på et areal ved siden af solvarmeanlægget i Jyderup, og distribueres videre til det eksisterende fjernvarmenet. Principskitse af casen samt ruteforslag fremgår af bilagene bagest i nærværende notat.

Der er således behov for flere større investeringer for at realisere projektet. Dette gælder bl.a. omkostninger til:

- Varmegenvindingsanlæg (placeres på Novo Nordisks(NN) site)
- PE (polyethylen)-transmissionsrør (fra NN til Jyderup Varmeværk (JV))
- Central varmepumpe
- Pumpesystemer
- Evt. spidslastanlæg

Dertil kommer udgifter til etablering, løbende drift og vedligehold.

Forudsætninger for beregningerne

Nøgletallene i Tabel 1 og Tabel 2 er beregnet med afsæt i to forskellige scenarier, hvor Jyderups fjernvarmebehov dækkes delvist af en central varmepumpe, i kombination med eksisterende solvarmeanlæg, samt scenarieberegninger hvor behovet yderligere dækkes af et naturgasbaseret spidslastanlæg. I scenariet med naturgasbaseret spidslastanlæg er kapacitetsfordelingen mellem varmepumpe og spidslastanlæg henholdsvis 60%/40%. Dertil kommer et tredje referencescenarie (REF), hvor de økonomiske effekter ved at fortsætte som hidtil beregnes. I dette scenarie medtages udgifter til nye naturgaskedler, da de eksisterende naturgasmotorer og -kedler skal udskiftes. Disse kan dog indgå som backup produktionsenheder i alle tre scenarier.

Ovenstående scenarieberegninger, baseret på overskudsvarme, kombineres med et ruteforslag, hvor transmissionsledningen går syd om Jyderup og derved ikke krydser jernbanestrækningen København-Kalundborg. De anførte værdier for andelen af befæstet areal og berørte lodsejere er baseret på skøn, hvorfor der er behov for at præcisere disse yderligere. Der er medtaget udgifter til kompensation af lodsejere i henhold til de gældende regler¹. Der er ved udarbejdelse af de følgende scenarier ikke medtaget subsidier, hvilket i givet fald vil forbedre økonomien i projektet. Der er desuden ikke medtaget omkostninger til udnyttelsen af selve overskudsvarmen, da en konstruktion hvor der leveres køling tilbage, kan have en tilfredsstillende værdi for leverandøren. Dette kan dog medtages i andre scenarier. Udgifter i forbindelse med etablering af et varmegenvindingssystem ved NOVO Nordisk er anslået til 10 mio. kr. Prissætningen af det resterende hardware, ydelser, drift og vedligehold er dels indhentet via konkrete tilbud fra relevante leverandører og dels anvendt som anført jævnfør Energistyrelsens *Teknologikatalog, November 2017*². Brændselspriser til el og naturgas er prissat efter Energistyrelsens fremskrivninger³ og priserne er fastsat efter år 2020, hvilket udgør 1. år i scenarieberegningerne.

Ovenstående anførte usikre eller manglende værdier skal tilrettes når disse er præciserede.

1 https://www.danva.dk/media/2608/2017_landsaftale_vand- og_spildevandsanlaeg.pdf

2 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_plants_-_aug_2016_update_oct_nov_2017.pdf

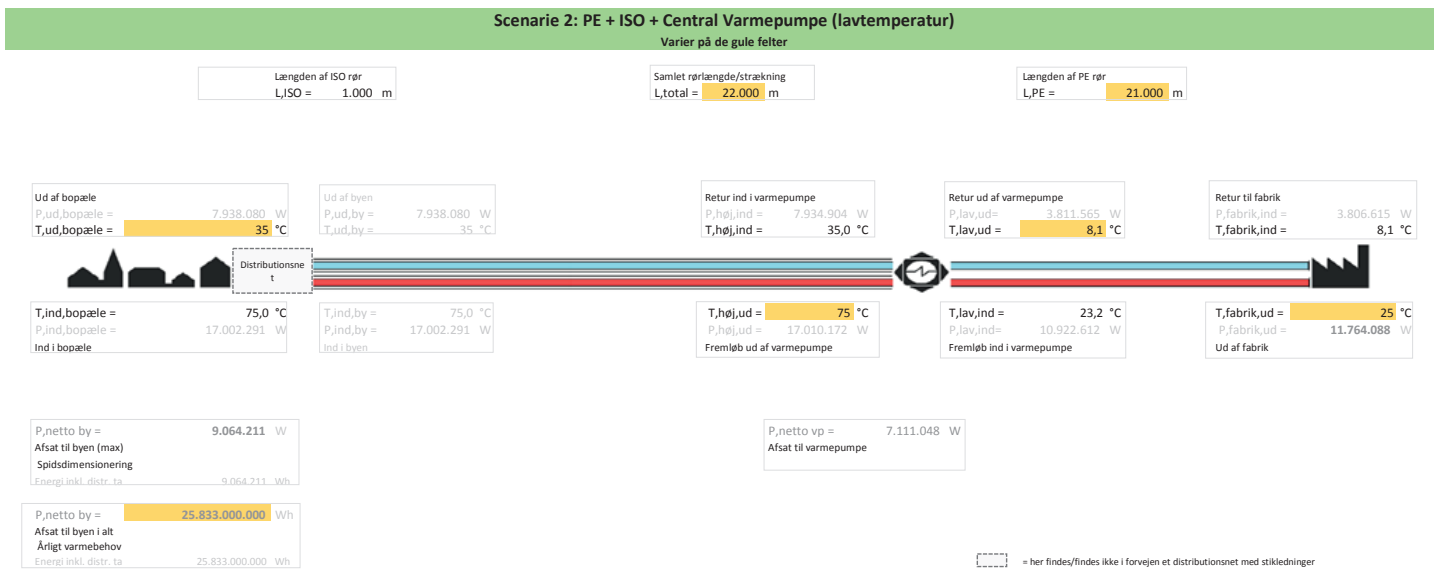
3 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/samfundsoekonomiske_beregningsforudsætninger_2017.pdf

Tekniske beregninger

Scenarie 1 – Varmepumpen dækker hele spidslasten

Figur 3 viser et billede af beregningsmodelens brugerflade, der giver mulighed for dynamisk at regulere forskellige parametre og dermed tilpasse systemet. I de gule felter kan der ændres på fremløbs- og returløbstemperatur, rørstrækning og varmebehov. Af brugerfladen fremgår desuden yderligere temperaturer i systemet, effektstrømme i rørledningen ved bestemte punkter samt den centrale varmepumpes effektleverance i spidslastperioden på 9 MW.

Det fremgår desuden at overskudsvarmens starttemperatur er 25° C og har et absolut effektflow på 11,7 MW (anført med gråt under temperaturen). Væsken afkøles i rørledningen til 23,2° C, inden den hæves af varmepumpen til en fremløbstemperatur på 75° C. Varmetabet i rørledningen beregnes automatisk og kan følges i et separat faneblad i værktøjet. Til trods for at overskudsvarmen transmitteres adskillige kilometer i uisolerede rør, er varmetabet begrænset. Dette skyldes flere faktorer, såsom den lave temperaturdifference mellem fluiden og omgivelserne, hvor der regnes med en jordtemperatur på 8° C. Det forholdsvis store vandflow begrænser ligeledes varmetabet, og dermed har varmepumpen gode betingelser, da en større temperatur betyder en bedre effektivitet.



Figur 3. Brugerflade Scenarie 1

I brugerfladen er det ligeledes muligt at regulere hastigheden af væsken i rørledningen og følge den automatiske dimensionering af rørledningen. Andre nøgletal såsom vandflow og COP-faktor kan også følges, hvilket fremgår af Figur 4.

Hastighed, PE	c	2,000	m/s
Hastighed, ISO	c	1,10	m/s
Flow, PE	Q _{pe,rør}	0,11	m ³ /s
Flow, ISO	Q _{iso,rør}	0,05	m ³ /s
Rørradius indre, PE	ri	0,1340	m
Rørradius indre, ISO	ri	0,1254	m
Varmekilde afkøles fra	T _{lav,ind}	23,2	° C
Elforbrug i peak		1.964.200	W
COP faktor		4,62	W/W

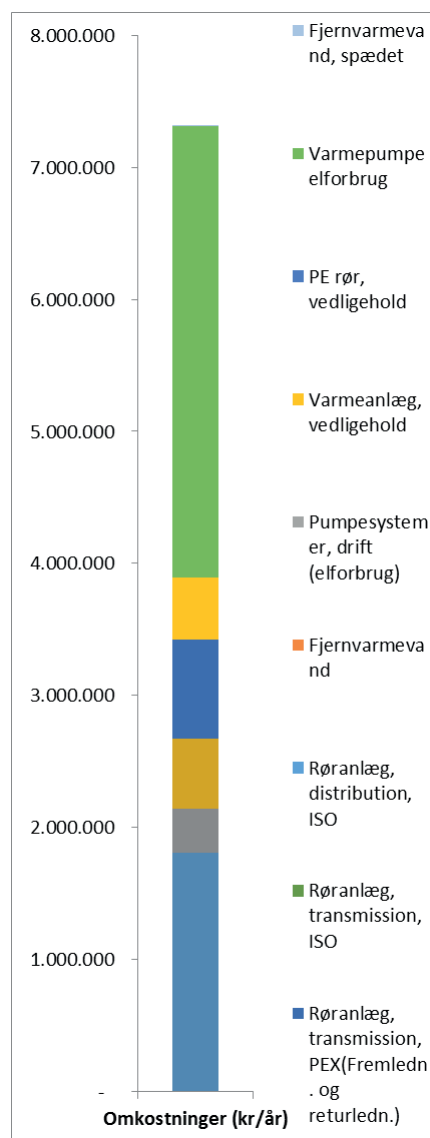
Figur 4. Tekniske nøgletal.

Oversigt over økonomiske beregninger

Ud fra de tekniske beregninger kalkuleres de økonomiske nøgletal. På oversigten herunder inddrages omkostningerne i *faste udgifter*, der udgør den samlede investering, og i *variable omkostninger*, der består af løbende udgifter til brændsel, drift og vedligehold. Tallene summeres til en samlet varmeproduktionspris, der i dette tilfælde ender på 308 kr./MWh inkl. 15 procent uforudset, mens den variable varmeproduktionspris udgør 160 kr./MWh. For at beregne den totale varmeproduktionspris udregnes en vægtet afskrivning for anlæg og hardware, og dernæst beregnes varmeproduktionsprisen ift. det samlede varmesalg i afskrivningsperioden sammen med de variable udgifter.

Der er ikke medtaget indtægter i form af subsidier eller angivet en rentesats for et eventuelt annuitetslån.

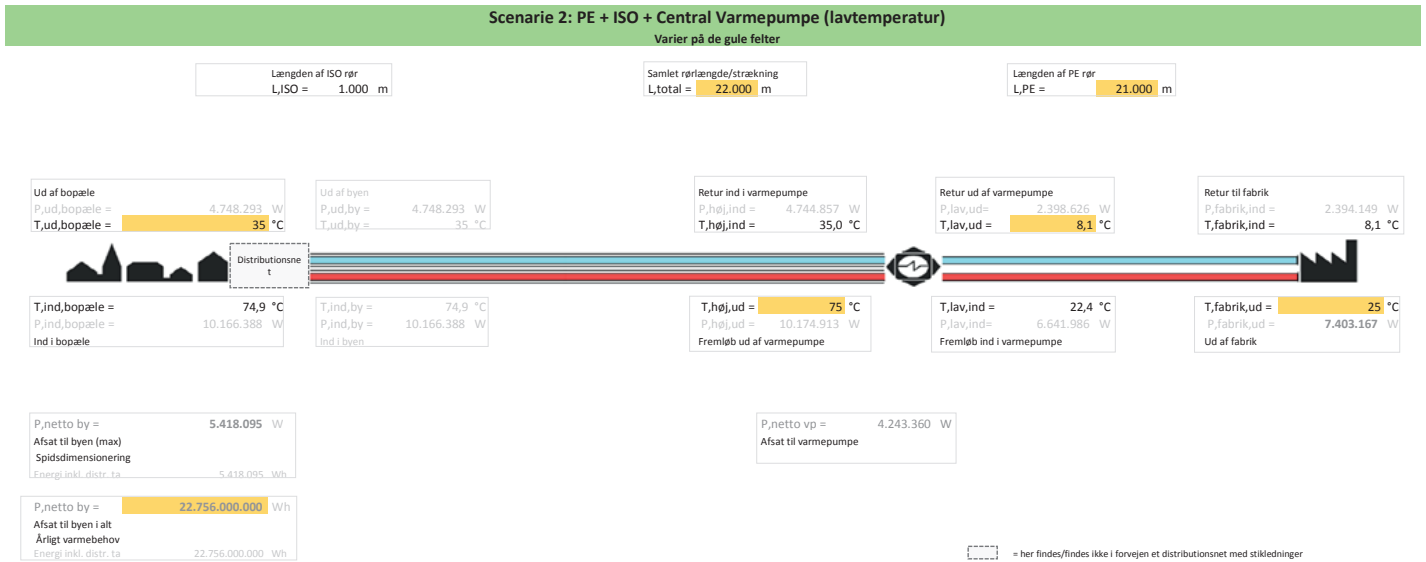
Omkostninger - S.2 (Overskudsvarme, lavtemperatur)		
Faste omkostninger		
Varmepumpe inkl. udstyr og etablering	54.339.942	kr
Varmeudvindingsanlæg		kr
Genvexsystem	10.000.000	kr
Pumpesystemer	15.881.519	kr
Røranlæg, transmission, PE(Fremledn. og returledn.)	22.509.060	kr
Røranlæg, transmission, ISO	-	kr
Røranlæg, distribution, ISOW	-	kr
Spidslastanlæg, naturgas 3,6 MW	-	kr
Fjernvarmevand	17.865	kr
Subtotal	102.748.387	kr
Lån		
Renter	0,0%	p.a.
Løbetid	30	år
Evt. subsidier	-	kr
I alt	102.748.387	kr
Afskrivning		
Rør	70	år
Varmeudvindingsanlæg og Genvex	40	år
Pumpesystemer	30	år
Spidslastanlæg, naturgas	-	år
Varmelager	-	år
Teknisk anlæg (Varmepumpe)	25	år
Vægtet afskrivning	37	år
Variable omkostninger		
Pumpesystemer, drift (elforbrug)	257.289	kr/år
Varmeanlæg, vedligehold	465.653,45	kr/år
PE rør, vedligehold		kr/år
Varmepumpe elforbrug	3.421.818	kr/år
Brændsel, spidslast	-	kr/år
Spidslast, vedligehold	-	
varmelager, vedligehold	-	kr/år
Fjernvarmevand, spædet	893	kr/år
I alt	4.145.654	kr/år
Variabel varmeproduktionspris	160	kr/MWh
Enhedspris på varme (inkl. investering)	268	kr/MWh
Uforudsete omkostninger	15%	-
Evt. overskudsvarmeafgift	0%	-
Total varmepris	308	kr/MWh



Figur 5. Oversigt over investeringsomkostninger og variable omkostninger for Scenarie 1. Søjlediagrammet illustrerer de årlige variable omkostninger.

Scenarie 2 – Varmepumpe og naturgasbaseret spidslastanlæg

Scenarie 2 adskiller sig ved at spidslastforbruget dækkes af en naturgaskedel med en kapacitet på 3,6 MW. Den centrale varmepumpe har derfor en mindre kapacitet på 5,4 MW til sammenligning med Scenarie 1 og skal følgelig dække et mindre årligt varmebehov.



Figur 6. Brugerflade Scenarie 2

Den mindre varmeproduktion fra varmepumpen bevirker at rørdimensionen af PE-rørledningen reduceres, hvilket ligeledes mindsker vandflowet gennem røret i spidslastperioden, da hastigheden holdes konstant, Figur 7. Der ses desuden en mindre reduktion i varmepumpens COP-faktor ift. Scenarie 1.

Hastighed, PE	c	2,000	m/s
Hastighed, ISO	c	1,10	m/s
Flow, PE	Q _{pe,rør}	0,7	m ³ /s
Flow, ISO	Q _{iso,rør}	0,03	m ³ /s
Rørradius indre, PE	r _i	0,1063	m
Rørradius indre, ISO	r _i	0,0970	m
Varmekilde afkøles fra	T _{lav,ind}	22,4	° C
Elforbrug i peak		1.186.696	W
COP faktor		4,58	W/W

Figur 7. Teknisk nøgletal

Oversigt over økonomiske beregninger

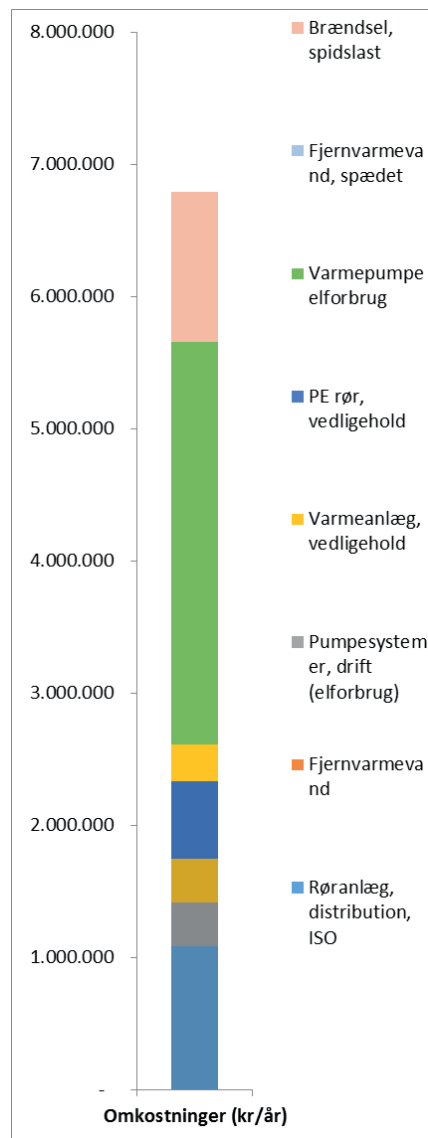
Det fremgår af den økonomiske oversigt, Figur 8, at investeringsomkostningerne er væsentligt lavere i Scenarie 2 kontra Scenarie 1. Dette skyldes reducerede udgifter til varmepumpen, pumpesystem og rørledning, som følge af at spidslasten dækkes af en naturgaskedel. Spidslastanlægget udgør derimod en ekstra udgift i Scenarie 2 vs. Scenarie 1.

De variable omkostninger er omvendt forøgede, hvilket skyldes at udgiften til naturgas er dyrere relativt til den el der benyttes af varmepumpen til at dække samme varmesum.

Der er i beregningerne kalkuleret med afgiftspligtig naturgas jf. Skatteministeriet⁴ samt en naturgaspris i 2020 jf. Energistyrelsens *Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, maj 2017*⁵.

Den variable varmeproduktionspris og den totale varmeproduktionspris beregnes henholdsvis til 208 kr./MWh og 294 kr./MWh inkl. 15 procent uforudset.

Omkostninger - S.2 (Overskudsvarme, lavtemperatur)		
Faste omkostninger		
Varmepumpe inkl. udstyr og etablering	32.481.481	kr
Varmeudvindingsanlæg		kr
Genvexsystem	10.000.000	kr
Pumpesystemer	9.994.276	kr
Røranlæg, transmission, PE(Fremledn. og returledn.)	17.583.510	kr
Røranlæg, transmission, ISO	-	kr
Røranlæg, distribution, ISO	-	kr
Spidslastanlæg, naturgas 3,6 MW	1.620.000	kr
	-	kr
Fjernvarmevand	11.350	kr
Subtotal	71.690.617	kr
Lån		
Renter	0,0%	p.a.
Løbetid	30	år
Evt. subsidier	-	kr
I alt	71.690.617	kr
Afskrivning		
Rør	70	år
Varmeudvindingsanlæg og Genvex	40	år
Pumpesystemer	30	år
Spidslastanlæg, naturgas	25	år
Varmelager	-	år
Teknisk anlæg (Varmepumpe)	25	år
Vægtet afskrivning	39	år
Variable omkostninger		
Pumpesystemer, drift (elforbrug)	201.293	kr/år
Varmeanlæg, vedligehold	278.538,24	kr/år
PE rør, vedligehold		kr/år
Varmepumpe elforbrug	3.043.564	kr/år
Brændsel, spidslast	1.135.576	kr/år
Spidslast, vedligehold	78.984	
varmelager, vedligehold	-	kr/år
Fjernvarmevand, spædet	567	kr/år
I alt	4.738.523	kr/år
Variabel varmeproduktionspris	208	kr/MWh
Enhedspris på varme (inkl. investering)	255	kr/MWh
Uforudsete omkostninger	15%	-
Evt. overskudsvarmeafgift	0%	-
Total varmepris	294	kr/MWh



Figur 8. Oversigt over investeringsomkostninger og variable omkostninger for Scenarie 2. Søjlediagrammet illustrerer de årlige variable omkostninger.

4 <http://www.skm.dk/skattetal/satser/satser-og-beloebsgraenser/gasafgiftsloven>

5 https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/samfundsoekonomiske_beregningsforudsætninger_2017.pdf - Tabel 6

Scenarie REF – varmebehovet dækkes af naturgas

I referencescenariet beregnes de økonomiske konsekvenser såfremt varmeproduktionen fortsættes som hidtil, dog med den tilpasning at der investeres i nye naturgaskedler, da de eksisterende står over for en snarlig udskiftning. De eksisterende kedler kan dog indgå som backup til de nye naturgaskedler. Brændselsprisen for naturgas prissættes jævnfør Scenarie 2, mens investeringsomkostningen og variable udgifter til drift og vedligehold antages i henhold til Energistyrelsens *Teknologikatalog, november 2017*⁶.

I Tabel 3 er de økonomiske nøgleværdier listet og den variable- samt totale varmeproduktionspris er beregnet, til henholdsvis 389 kr./MWh og 395 kr./MWh.

Forudsætninger		Enhed	
Årligt varmebehov		25.833	MWh
Kapacitet		9	MW
Teknisk levetid og afskrivning		25	år
Investeringsomkostning	Kr./MW		
Naturgaskedel, 9 MW	450.000	4.050.000	Kr.
Variable omkostninger	Kr./MW/år		
Fast, vedligehold	15.000	135.000	Kr./år
	Kr./MWh/år	w	
Variabel, vedligehold	8,25	213.122	kr./år
	Kr./MWh/år		
Brændselsudgift, naturgas	375	9.688.024	Kr./år
Variabel varmeproduktionspris		389	kr./MWh
Total varmeproduktionspris		395	kr./MWh

Tabel 1

⁶ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_plants_-_aug_2016_update_oct_nov_2017.pdf - side 152 og 155

Analyse af nøgleværdier for scenarieberegningerne

Tekniske nøgletal

Af Tabel 1 fremgår variationerne af de tekniske nøgletal mellem de forskellige scenarier. Grundet et mindre varmebehov, der skal dækkes af varmepumpen i Scenarie 2, er kapaciteten af varmepumpen følgelig mindre, og dimensionen af rørledningen er ligeledes reduceret. De to scenarier varierer derfor i mindre grad i vandflow, tryktab og COP-faktor, mens REF-scenariet adskiller sig på flere områder, da nye anlæg hertil kobles på det eksisterende system.

Case: Jyderup	Scenarie 1	Scenarie 2	REF	Enhed
Varmebehov ⁷	30.284	30.284	30.284	MWh
- Heraf fra solvarmeanlæg	4.500	4.500	4.500	MWh
- Heraf fra naturgas	0	3.028	25.833	MWh
- Heraf fra central varmepumpe	25.833	22.756		
Effektbehov	9	9	9	MW
- Fordelt kapacitet (VP/Naturgas)	9/0	5,4/3,6	0/9	MW
Længde transmissionsledning	21	21	-	Km
- Heraf befæstet	5	5	-	%
- Heraf samlet strækning for berørte lodsejere	10	10	-	Km
Transmissionsledning, indre diameter (Teoretisk)	268	213	-	mm
Transmissionsledning, indre diameter (praktisk)	280	225	-	mm
Flow, medie	0,11	0,07	-	m ³ /s
Hastighed, medie	2,0	2,0	-	m/s
Tryktab, samlet	2.488	3.094	-	KPa
Tryktab, pr. m	119	147	-	Pa/m
COP faktor	4,62	4,58	-	

Tabel 2

⁷ Graddøgnskorrigeret

Estimeret varmeproduktionspris

Af Tabel 3 bemærkes der betydelige variationer i investeringsomkostningerne mellem de tre scenarier, hvor udgiften hertil reduceres i takt med at varmepumpens kapacitet mindskes. For de variable omkostninger gør det modsatte sig gældende. Her ses en væsentlig forøgelse i udgifterne i takt med at varmepumpens kapacitet, og ligeledes andel af varmeproduktion, reduceres. = Den mest attraktive totale varmeproduktionspris er ud fra beregningerne Scenarie 2 efterfulgt af Scenarie 1. Resultatet er et udtryk for at en varmeproduktion baseret på overskudsvarme, i kombination med en central varmepumpe, kontra varmeproduktion baseret på naturgas er væsentligt mere rentabel. Dette skyldes at den løbende udgift til naturgas er betydeligt dyrere end udgiften til el, hvilket kan tilskrives varmepumpens langt større effektivitet.

Årsagen til at varmeproduktionsprisen i Scenarie 2 er lavere end Scenarie 1 skyldes den forholdsvis dyre kapacitetspris pr. MW for en varmepumpe. Varmepumpen skal således indhente den dyrere investering, ift. prisen pr. MW for en naturgaskedel, i spidslastperioden. Den totale varmeproduktionspris for Scenarie 2 er således 25 procent billigere end REF-scenariet og 4,2 procent billigere end Scenarie 1.

Case: Jyderup	Scenarie 1	Scenarie 2	REF	Enhed
Varmebehov ⁸	30.284	30.284	30.284	MWh
Effektbehov	9/0	5,4/3,6	0/9*	MW
Subsidier	-	-	-	Kr.
Investeringsomkostninger	102,7	71,7	4,0	Mio. Kr.
Variable omkostninger	4,1	4,7	10	Mio. Kr./år
Variabel varmeproduktionspris	160	208	389	Kr./MWh
Total varmeproduktionspris (inkl. 15 % uforudset i S1 og S2)	308	294	395	Kr./MWh

Tabel 3. *I referencescenariet dækkes effektbehovet udelukkende af naturgaskedler.

⁸ Graddøgnskorrigeret

Konklusion

Det fremgår af de estimerede varmeproduktionspriser i Tabel 3, at den mest attraktive totale varmeproduktionspris, ud fra de givne forudsætninger, opnås i Scenarie 2. I dette scenarie dækkes størstedelen af varmebehovet af overskudsvarme fra Novo Nordisk i kombination med en central varmepumpe placeret ved Jyderup Varmeværk. Dertil dækkes spidslasten af en naturgaskedel. Dette skyldes en kombination af flere faktorer, der bl.a. knytter sig til de reducerede driftsomkostninger.

Varmepumpens generelle effektivitet, der yderligere forbedres ved at anvende overskudsvarme fra Novo Nordisk, betyder at driftsomkostningerne til brændsel mindskes væsentligt i forhold til varmeproduktion baseret på naturgaskedler. Projektøkonomien kan yderligere forbedres når de korrekte subsidier inkorporeres i beregningerne.

En realisering af scenarie 2 vil dertil betyde en CO₂-reduktion svarende til den besparelse der fremkommer ved den mængde naturgas der fortrænges. I dette tilfælde svarer det til ca. 4.600 ton CO₂ ift. REF-scenariet

Det vurderes at projektet viser potentiale for yderligere undersøgelser for at klarlægge den endelige projektøkonomi. Andre alternativer bør dog også undersøges og indgå til sammenligning.

Forbehold

Der tages forbehold for usikkerheder i resultaterne da flere centrale værdier for nuværende er ukendte og derfor er baseret på antagelser. Dette gælder eksempelvis for investering af varmevekslersystem på Novo Nordisks site samt eventuelle subsidier. Disse værdier bør derfor tilrettes når de er præciserede. Dertil kommer generelle økonomiske usikkerheder for projekter af denne størrelse, hvor der skal etableres transmissionsledninger over store strækninger, omend der er kalkuleret med 15 procent uforudset. Som beskrevet indledningsvis i introduktionen til beregningsmodellen skal beregningerne følges op af en mere omfattende analyse, såfremt projektet skal realiseres. Resultaterne i beregningsmodellen anvendes derfor udelukkende til at estimere potentialet for den pågældende case.

Perspektiv

Der er forskellige muligheder for at optimere den totale varmeproduktionspris og dermed økonomien i projektet. Eksempelvis kan en ejerskabsstruktur, hvor Novo Nordisk påtager sig investeringen af varmegenvindingssystemet på deres site, mod at få køling via returvandet kvit og frit, forbedre potentialet. Køling udgør i sig selv en værdi, der evt. kan retfærdiggøre denne konstruktion samtidig med at overskudsvarmen leveres uden omkostninger.

En realisering af projektet vil naturligt være en gevinst for Novo Nordisk, der kan afsætte en del af overskudsvarmen, og for Jyderup Varmeværk, der kan aftage overskudsvarmen. Andre partnere kan muligvis også spille en rolle ved eksempelvis at drifte hele, eller dele af systemet.

Dertil kommer muligheden for at koble andre (lands)byområder på strækningen mellem Kalundborg og Jyderup. Dette ville forbedre økonomien da flere dermed delte udgifterne til rørledningen. Et eksempel på dette kunne være Svebølle-Viskinge Varmeværk, der passerer på vejen mellem de to byer. At anvende lavtemperatur overskudsvarme har desuden den fordel, ift. konventionel fjernvarme, at de uisolerede PE-rør udgør en langt mindre udgift, hvorfor det er knap så omkostningstungt at forøge rørdimensionerne på et senere tidspunkt.

Der er desuden et udbredelsesperspektiv i at udnytte lavtemperatur overskudsvarme fra industrivirksomheder og andre virksomheder evt. i kombination med (fjern)køling, såfremt der findes en acceptabel businesscase i projektet. Ikke kun i Danmark, men også i andre lande.

Lokaløkonomiske fordele ved at anvende overskudsvarme i Jyderup

Følgende punkter udgør de lokaløkonomiske afledte konsekvenser, der forventes ved at gennemføre Scenarie 2 jf. notatet Beregningsmodel og feasibilityanalyse – Potentiale for overskudsvarme til Jyderup Varmeværk. I dette scenarie udnyttes overskudsvarme fra Novo Nordisk i Kalundborg til fjernvarme i Jyderup Varmeværk sammen med naturgasbaserede spidslastkedler. Gennemføres dette scenarie vil det betyde at en væsentlig del af det nuværende naturgasforbrug i Jyderup Varmeværk fortrænges. Jyderup Varmeværk er ejet af Fors A/S.

- CO2-besparelse: Ca. 4.600 ton CO2 pr. år.
- Reduceret partikeludledning
- Forøget konkurrenceevne for Fors A/S og Novo Nordisk
- Reducerede omkostninger for fjernvarmebrugere i Jyderup
- Grønne virksomhedsprofiler for Fors A/S og Novo Nordisk
- Køling til Novo Nordisks processer og energieffektivisering
- Bidrage til Kalundborg Kommune og Holbæk Kommunes Strategiske Energiplan.
- Fastholdelse af arbejdspladser i området
- Den gode innovative historie, der kan inspirere til lignende cases

Bilag

Ruteforslag - Syd om Jyderup via Svebølle

Ledningen føres syd om Jyderup via Svebølle fra Novo Nordisk:

- I alt: 21,3 km
- Befæstet: Anslået 5 %.
- Kompensation af lodsejere: Anslået 10 km

Hele ruten ses af billedet herunder.



Varmepumpen placeres ved det markerede område, der ligger i forbindelse med solvarmeanlægget.

