

Til

Høje Taastrup Fjernvarme A.m.b.a.

Dokumenttype

Forundersøgelse

Dato

Januar 2015

FORUNDERSØGELSE

FJERNVARMEFORSYNING AF REERSLEV, STÆRKENDE OG TUNE FRA HØJE TAASTRUP

**FORUNDERSØGELSE
FJERNVARMEFORSYNING AF REERSLEV, STÆRKENDE
OG TUNE FRA HØJE TAASTRUP**

Revision **2**
Dato **2015-01-15**
Udarbejdet af **Klaus Fafner**
Kontrolleret af **Karl Erik Hansen**
Godkendt af **Karl Erik Hansen**
Beskrivelse **Forundersøgelse vedr. fjernvarmeforsyning af Reers-
lev, Stærkende og Tune fra Høje Taastrup**

Ref. 1100012216

INDHOLD

1.	Indledning	1
2.	Varmegrundlag	1
3.	Alternativer	3
3.1	Grundlag	3
3.2	Alternativer	4
4.	Anlægsoverslag	6
5.	Økonomi	7
5.1	Samfundsøkonomi	7
5.2	Selskabsøkonomi	8
5.3	Brugerøkonomi	10
6.	Beregning af transitpris	10
7.	Konklusion	12

BILAG

Bilag 1

Kortbilag

Bilag 2

Hydraulisk Analyse

Bilag 3

Beregning af transitpris

1. INDLEDNING

I forlængelse af to isolerede undersøgelser vedr. fjernvarmeforsyning til hhv. Reerslev/ Stærkende for Høje Taastrup Fjernvarme (HTF) og Tune for Greve Fjernvarme (GF), er formålet med denne rapport at præsentere en kombineret undersøgelse, hvor der forudsættes et fælles projekt til fjernvarmeforsyning af de pågældende områder.

Der tages udgangspunkt i ovennævnte to undersøgelser:

- Til undersøgelsen i Reerslev/Stærkende i Høje-Taastrup Kommune blev der forudsat etableret et lokalt flisfyret anlæg til lokal forsyning af området. Samfundsøkonomien var ikke i orden ift. fortsat individuel forsyning, mens bruger- og selskabsøkonomien var OK.
- Til undersøgelsen i Tune i Greve Kommune blev forudsat varme fra VEKS leveret fra HTF via en 3 km lang forsyningsledning fra Stærkende / Reerslev. Samfundsøkonomien viste sig netop i balance, mens selskabsøkonomi og brugerøkonomi var OK forudsat VEKS` daværende budgetpriser.

2. VARMEGRUNDLAG

Varmeforbruget i byerne Reerslev, Stærkende og Tune er estimeret i tidligere undersøgelser ud fra BBR-oplysninger i de 2 kommuner, hvor der ud fra en række kriterier er tilføjet et vurderet varmebehov for de enkelte bygninger. Det bemærkes, at bygninger opført efter 2010/11, eller som kun er lokalplanlagt, ikke er registreret i varmegrundlaget. Der er f.eks. ikke registreret nye enfamiliehuse ved Maglehøjtoften i Stærkende eller planlagt boligområde i Reerslev, nord for kirken jf. Lokalplan 6.17. Manglerne vurderes dog ikke at ændre på forundersøgelsens resultater.

Ved denne forundersøgelse antages ved fuld udbygning en konverteringsgrad til fjernvarme på 80 % af de eksisterende naturgasforbrugere, 100 % af de eksisterende forbrugere med oliefyr og 55 % af eksisterende forbrugere med anden varmeforsyning, dvs. overvejende forbrugere med elvarme, mens forbrugere, der allerede har investeret i varmepumper, ikke er taget med.

Det giver følgende resultat: Af det samlede potentiale i Reerslev, Stærkende (R&S) og Tune på 557 varmemefbrugere antages 429 forbrugere at konvertere til fjernvarme, og af det samlede nettovarmebehov på 16.512 MWh/år antages 13.375 MWh/år at konvertere til fjernvarme. Det svarer til en samlet konverteringsgrad på ca. 80 % ved fuld fjernvarmeudbygning.

Kundegrundlaget for fjernvarmekonvertering er vist i tabel 1.

Tabel 1 – Kundegrundlaget for fjernvarmekonvertering

Forundersøgelse Aug. 2014	Antal forbrugere				Opvarmet areal m ²	Nettovarmebehov			
	NG	Olie	Andet	Sum		NG MWh/år	Olie MWh/år	Andet MWh/år	Sum MWh/år
Reerslev	0	133	35	168	32.361	0	3.148	677	3.825
Stærkende	0	18	18	36	6.184	0	369	243	612
Tune	158	15	52	225	79.190	7.387	884	667	8.938
I alt	158	166	105	429	117.735	7.387	4.401	1.587	13.375
heraf R&S	0	151	53	204	38.545	0	3.517	920	4.437

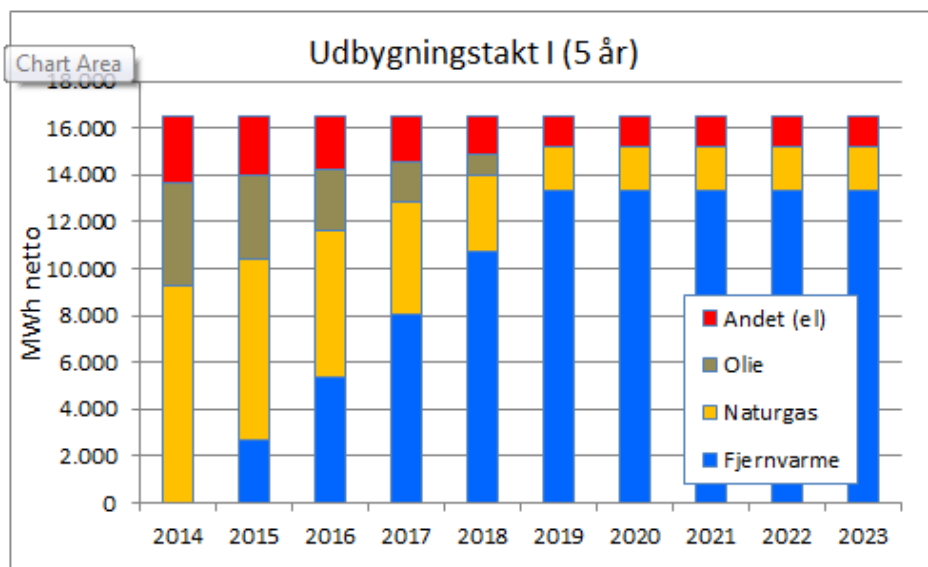
Varmeforbrugernes interesse for et fælles varmeforsyningsprojekt er essentiel for dets realisering. Det kræver involvering af områdernes mange mindre ejendomsjere. Projektet er således følsomt for afvigelser i forventet tilslutningstakt og tilslutningsgrad.

Til vurderingerne er der opstillet to alternative udbygningstakter for fjernvarmen:

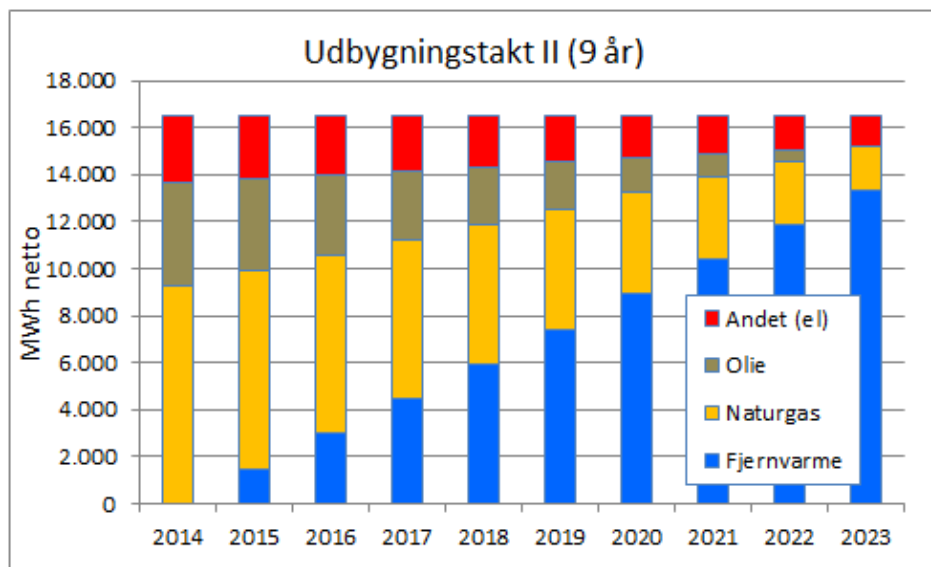
- Udbygningstakt I: 20 % om året i 5 årsperioden 2015-2019.
- Udbygningstakt II: 11 % om året i 9 årsperioden 2015-2023.

De to udbygningstakter er vist i figur 1 og 2.

Figur 1 Udbygningstakt I over 5 år



Figur 2 Udbygningstakt II over 9 år



3. ALTERNATIVER

For at vurdere samfunds- og selskabsøkonomi er der opstillet en række alternativer og foretaget timebaserede produktionssimuleringer:

3.1 Grundlag

Det samlede bruttovarmebehov ved fuld udbygning er estimeret til 16.086 MWh/år, idet varmetabet er estimeret til 17 % eller 2.711 MWh/år. Ved 100 % VL svarer det svarer til 5,8 MW forudsat en benyttelsestid på 2.780 timer. Som grundlag for dimensionering af hovedledningen er det antaget, at grund- og mellemlast på op til 60 % VL svarende til 3,5 MW skal kunne leveres fra Høje-Taastrup fjernvarmesystem via DSV-ledningen.

For at kunne levere fjernvarmen ned til Tune skal der etableres en boosterpumpestation, der antages placeret lige syd for Reerslev i tilknytning til en mulig ny biomassekedel. Desuden bør der etableres en booster-/drøvlstation ved afgreningen fra DSV-hovedledningen med henblik på at hæve trykniveauet i ledningen ned til Tune, da der er en forhøjning i terrænet.

Der antages etableret enten 1 MW eller 2 MW biomassekedel baseret på træflis (eller halm):

- Op til 1 MW kan der anlægges et forholdsvist simpelt anlæg med multicyklon til røgrensning (skærpet regulering af fastbrændselsfyrr op til 1 MW er imidlertid på vej).
- Over 1 MW vil bl.a. skærpede krav fordyre anlægsomkostningerne. Til røgrensning antages en røgvasker, der også giver ekstra varmekapacitet (højere totalvirkningsgrad, dvs. ca. 108 %), idet afkaststrøgen nedkøles markant fra typisk ca. 230° til ca. 50° C.

Biomassekedlen antages i drift i perioden 1. nov. til 1. april (dog med 5 % tilfældig udetid), således at den ikke bidrager til at fortrænge affaldskraftvarme eller andet prioriteret grundlast i CTR-VEKS-systemet. Med det foreslåede driftsmønster antages varme fra et 2 MW anlæg at resulteret i nogenlunde samme varmepris ab anlæg et 1 MW anlæg.

Elkærparken i Tune antages tilkoblet det nye fjernvarmesystem for enden af hovedledningen. I Elkærparken har E.ON et lokalt fjernvarmenet med forsyning fra et 1,6 MW gasmotoranlæg (Vitoplex 200) og en 2 MW gaskedel (begge byggeår 2010) samt en akkumulatortank på 113 m³. Da der hersker usikkerhed om, hvor meget motoranlægget vil komme til at køre i fremtiden, fordi Energinet.dk ved udgangen af 2018 omlægger betalingen til decentral kraftvarme, er der i denne forundersøgelse set helt bort fra anlæggets mulige tekniske og økonomiske bidrag til projektet. Gaskedlen antages derimod at kunne bidrage som spids- og reservelastkapacitet, men dens årlige varmeproduktion antages generelt negligieabel, da hovedbackup forventes at komme nordfra fra Høje Taastrup fjernvarmesystem.

Endvidere antages der etableret enten 3.000 m² eller 6.000 m² solvarmeanlæg et passende sted i tilknytning til hovedledningen. Solvarmeanlægget antages specifikt at yde 500 kWh/m² årligt med en maksimal ydelse på 0,7 kW/m² solfangerareal. For 3.000 m² solfangerareal svarer det til en årsproduktion på 1.500 MWh og en maksimal effekt ved høj sommervarm på 2,1 MW. For 6.000 m² solfangerareal svarer det til en årsproduktion på 3.000 MWh og en maksimal effekt på 4,2 MW. Pga. solvarmens store og fluktuerende effekt i lavlastperioder, anbefales det at etablere en varmeakkumulatortank. I simuleringerne er der antaget en 500 m³ akkumulator med en kapacitet på ca. 20 MWh, og den vurderes umiddelbart for tilstrækkelig. Evt. kan akkumulatortanken ved Elkærparken inddrages til delvis udligning.

3.2 Alternativer

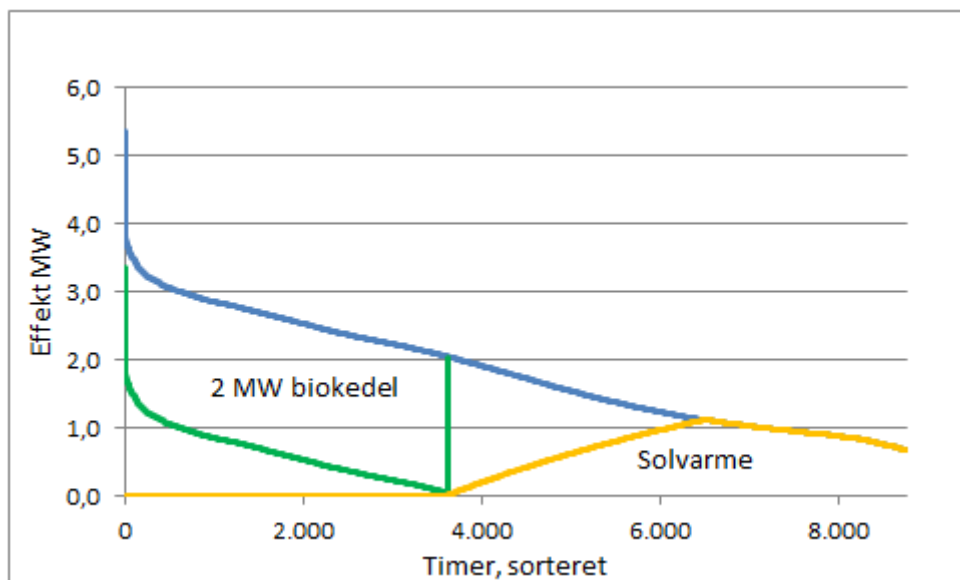
Der er regnet på følgende alternativer med en fjernvarmehovedledning fra DSV-ledningen i Høje-Taastrup kommune ned til Elkærparken i Tune i Greve kommune:

- Alt. 0: For at vurdere indflydelsen af biomassevarme og solvarme er opstillet et alternativ med 100 % varme fra VEKS
- Alt. 1: 3.000 m² solvarmeanlæg og 1 MW biomassekedel.
- Alt. 2: 6.000 m² solvarmeanlæg og 1 MW biomassekedel.
- Alt. 3: 3.000 m² solvarmeanlæg og 2 MW biomassekedel.
- Alt. 4: 6.000 m² solvarmeanlæg og 2 MW biomassekedel.

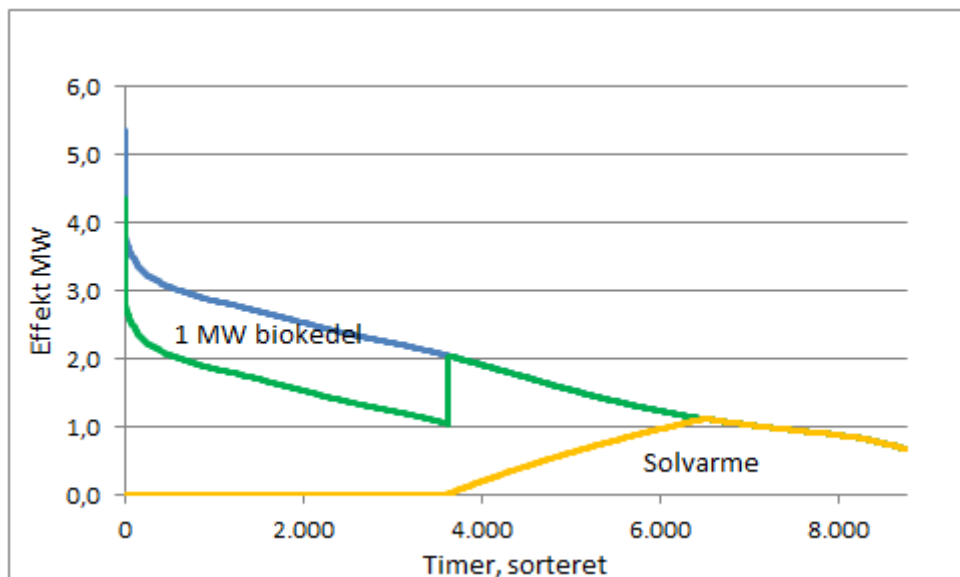
I beregningerne indgår de to alternative udbygningstakter som beskrevet i afsnit 2.

Til illustration er varmeproduktionen tegnet ind på nedenstående varighedskurver ved 1 MW hhv. 2 MW biomassekedel som mellem- og spidslast og solvarme ved lavlast (overvejende sommerperioden).

Figur 3 Varighedskurve ved fuld udbygning med solvarme og 2 MW biomassekedel.



Figur 4 Varighedskurve ved fuld udbygning med solvarme og 1 MW biomassekedel.



Den resterende varmeproduktion, som ikke dækkes fra solvarme eller biovarme, hentes fra det øvrige fjernvarmesystem i (dvs. fra VEKS via Høje Taastrup fjernvarmesystem). Det antages, at en varmeakkumulator af passende størrelse vil kunne fordele produktionen efter det aktuelle varmebehov.

Som reference antages den eksisterende varmeforsyning at fortsætte uændret, idet der dog antages en modernisering af de individuelle anlæg fordelt jævnt over en gennemsnitlig teknisk levetid på 20 år. Gennemsnitlig årsnyttevirkning over 20 år er sat til 97 % for naturgasfyr, 92 % for oliekedler, 100 % for elvarme. En alternativ reference er opstillet hvor oliefyr konverteres til jordvarme og træpillefyr i samme takt som fjernvarmeudbygningen, mens naturgas og elvarme bevares uændret. Beregningerne viser omtrent samme samfundsøkonomisk nuværdi som ved uændret varmeforsyning.

Det bemærkes, at der er en generel usikkerhed omkring hvilken reference, der vil være dækkende at benytte, da der ikke er viden om de eksisterende individuelle anlægs tilstand og ejendoms-ejernes egne ønsker/planer for omlægning af deres varmeforsyning.

4. ANLÆGSOVERSLAG

Der er i tabel 2 opstillet et anlægsoverslag for fjernvarmenet, kundeforlæng, produktionsanlæg, boosterpumpelanlæg og varmeakkumulator.

Tabel 2 Anlægsoverslag

Anlægsoverslag	1000 kr.	Note
Kundeforlæng	12.346	429 forbrugere
Ledningsanlæg	60.740	
Hovedledning	19.008	
Gadenet	29.067	
Stik	12.666	
Solvarmeanlæg	6.400	3.000 m ² 1500 MWh
Solvarmeanlæg	12.000	6.000 m ² 3000 MWh
Biomassekedel	3.800	1 MW 85 %
Biomassekedel	12.500	2 MW 108 %
Varmeakkumulator	1.700	500 m ³
Pumpestationer	1.000	(Kan evt. blive dyrere)

Anlægspris for brugeranlæg og stik er baseret på gennemstrømningsvandvarmere. Til dimensioneringen er endvidere antaget 1.800 timer benyttelsestid for boliger og 1.500 timer for ikke-boliger. Mindste anlægspris for brugeranlæg er sat til 23.000 kr. ekskl. moms og mindst stiklængde til 15 m.

Dimensioner, ledningslængder og anlægsoverslag for fjernvarmnettet ved fuld udbygning er samlet i tabel 3. Det samlede anlægsoverslag er på godt 60 mio. kr. fordelt med omtrent halvdelen til Reerslev (inkl. Stærkende) og Tune ved opdeling efter kommunegrænsen. Nettets DN150 hovedledning på knap 5 km antages lagt i langs hovedvej i overvejende ubefæstede landbrugsjord til en gennemsnitlig lav anlægspris på 3.200 kr. pr. tracé-meter. Alle anlægsomkostninger tillægges 20 % til rådgivning mv. og uforudsete omkostninger.

Tabel 3 Dimensioner, ledningslængder og anlægsoverslag for fjernvarmnettet ved fuld udbygning

Ledninger Dnom	Længde tracé m	Enhed- pris kr./m	Anlæg sum 1000 kr.
Stik	6.926	1.524	10.555
DN20	3.274	1.700	5.566
DN25	2.190	1.700	3.723
DN32	1.976	1.720	3.399
DN40	1.140	1.750	1.995
DN50	1.203	1.800	2.165
DN65	840	1.900	1.596
DN80	954	2.300	2.194
DN100	164	2.500	410
DN125	1.058	3.000	3.174
DN150	4.950	3.200	15.840
Sum	24.675		50.617
Rådgivning mv. + uforudset 20%			10.123
Anlægsoverslag i alt			60.740

5. ØKONOMI

5.1 Samfundsøkonomi

Samfundsøkonomien er vist i tabel 4 for en udbygningstakt på 5 år.

Tabel 4 Samfundsøkonomi ved en udbygningstakt over 5 år

Samfundsøkonomi 4%, 20 år Udbygningstakt I (5 år) Enhed: 1.000 kr. ekskl. moms	Ref. Uændret	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Fjernvarmeanlæg						
Solvarme			3.000 m2	6.000 m2	3.000 m2	6.000 m2
Biokedel			1 MW	1 MW	2 MW	2 MW
VEKS-varme		100%	Rest	Rest	Rest	Rest
VEKS-pris		Fuld	Reduc.	Reduc.	Reduc.	Reduc.
Pumpeanlæg		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Investeringer						
Ledningsnet	0	47.974	47.974	47.974	47.974	47.974
Kudeanlæg	6.213	10.004	10.004	10.004	10.004	10.004
Produktion/pumper	0	2.871	13.463	18.631	22.151	27.319
HMN-afkobl & VE-besp	0	-853	-853	-853	-853	-853
Sum	6.213	59.996	70.589	75.757	79.277	84.445
Drifts- og miljøomkostninger						
Produktion og miljø	83.375	29.072	25.619	24.361	30.197	28.940
Kudeanlæg	5.998	3.808	3.808	3.808	3.808	3.808
Sum	89.372	32.880	29.426	28.169	34.005	32.748
I alt	95.586	92.876	100.015	103.926	113.282	117.193

Tabel 5 Samfundsøkonomi ved en udbygningstakt over 9 år

Samfundsøkonomi 4%, 20 år Udbygningstakt II (9 år) Enhed: 1.000 kr. ekskl. moms	Ref. Uændret	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Fjernvarmeanlæg						
Solvarme			3.000 m2	6.000 m2	3.000 m2	6.000 m2
Biokedel			1 MW	1 MW	2 MW	2 MW
VEKS-varme		100%	Rest	Rest	Rest	Rest
Pumpeanlæg		JA	JA	JA	JA	JA
Investeringer						
Ledningsnet	0	44.470	44.470	44.470	44.470	44.470
Kudeanlæg	5.330	8.637	8.637	8.637	8.637	8.637
Produktion/pumper	0	2.871	13.257	17.679	21.431	25.853
Sum	5.330	55.978	66.364	70.787	74.538	78.960
Drifts- og miljøomkostninger						
Produktion og miljø	72.300	25.588	20.987	20.219	22.868	22.099
Kudeanlæg	5.145	3.280	3.280	3.280	3.280	3.280
Sum	77.445	28.867	24.267	23.499	26.147	25.379
I alt	82.775	84.846	90.632	94.285	100.686	104.339

Som tabellerne viser, har fjernvarmeprojektet samfundsøkonomisk svært ved at konkurrere med en reference, hvor den eksisterende varmeforsyning fortsætter. Kun ved en relativ hurtig udbygningstakt og en lille (eller ingen) andel af solvarme og biomassevarme vil fjernvarmeprojektet være konkurrencedygtig i forhold til uændret varmeforsyning. Det skyldes, at VEKS-varme er forholdsmæssigt billigere (omkring 150 kr./MWh) end solvarme (omkring 250 kr./MWh) og biomassevarme (omkring 350 kr./MWh).

En anden vej at få fjernvarme mere samfundsøkonomisk kunne være at reducere ledningsnettes anlægsomkostninger i størrelsesordenen 10 %. Det meget udstrakte ledningsnet gør nemlig anlægsomkostninger relativt høje i forhold til den solgte varmemængde.

Der skal også tages stilling til, om en fortsat kraftvarmeproduktion fra Elkærparken vil kunne tilskrives en væsentlig værdi.

5.2 Selskabsøkonomi

Der er regnet selskabsøkonomi ud fra HTFs tarifstruktur. Desuden antages:

- Solvarme og biomassevarme antages solgt ind på fjernvarmenettet til kostpris, idet solvarmeanlægget antages finansieret gennem et 25-årligt lån til 3,5% ÅOP (inkl. kommunal garantiprovision) og biomassekedlen gennem et 20-årligt lån til 3,2% ÅOP.
- Kunderne har tilslutningsrabat de 3 første år på hhv. 60 %, 40 % og 20 %.
- Energisparepoint ud fra 350 kr./MWh indregnes i selskabsøkonomien (men kunne også komme forbrugeren til gode).
- Der antages en anlægstilskud fra VEKS på 50 kr./GJ netto samt 5 års henstand på VEKS' faste afgift.
- En frakobling fra HMN antages i gennemsnit at koste 3.500 kr.

De selskabsøkonomiske tilbagebetalingstider er vist i tabel 6 og 7 for 5 år hhv. 9 års udbygningstakt.

Tabellerne viser et modsat resultat i forhold til samfundsøkonomien: En stor andel af solvarme og biomassevarme er en selskabsøkonomisk gevinst med en rimelig tilbagebetalingstid inden for omkring 15 år. Uden solvarme og biomassevarme vil tilbagebetalingstiden blive forøget til omkring 20 år.

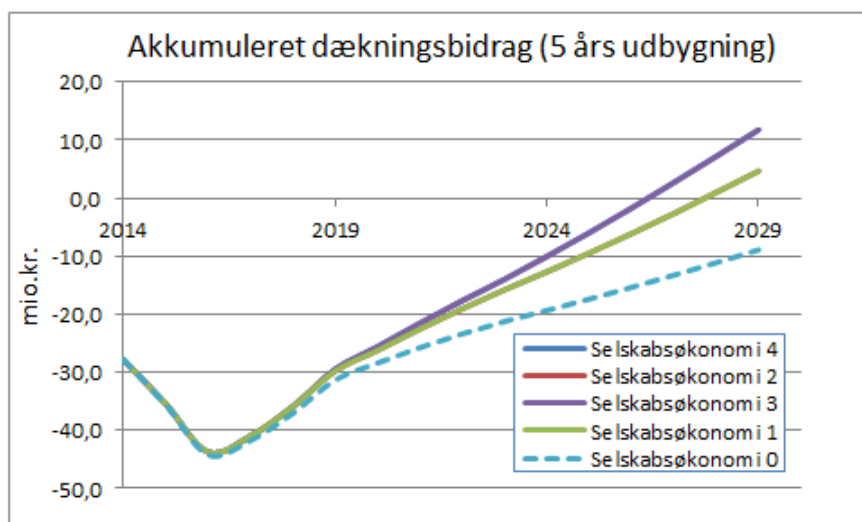
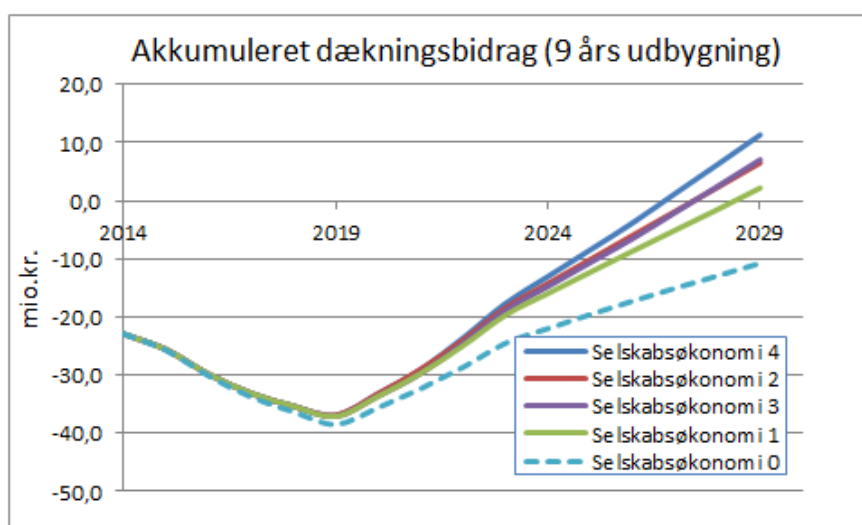
Tabel 6 Selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid ved en udbygningstakt over 5 år

Selskabsøkonomi Udbygningstakt I (5 år) Enhed: 1.000 kr. ekskl. moms	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Fjernvarmeanlæg					
Solvarme		3.000 m2	6.000 m2	3.000 m2	6.000 m2
Biokedel		1 MW	1 MW	2 MW	2 MW
VEKS-varme	100 %	Rest	Rest	Rest	Rest
Pumpeanlæg	JA	JA	JA	JA	JA
Tilbagebetalingstid, år	19	14	13	13	12

Tabel 7 Selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid ved en udbygningstakt over 5 år

Selskabsøkonomi Udbygningstakt II (9 år) Enhed: 1.000 kr. ekskl. moms	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Fjernvarmeanlæg					
Solvarme		3.000 m2	6.000 m2	3.000 m2	6.000 m2
Biokedel		1 MW	1 MW	2 MW	2 MW
VEKS-varme	100 %	Rest	Rest	Rest	Rest
Pumpeanlæg	JA	JA	JA	JA	JA
Tilbagebetalingstid, år	20	15	14	14	13

Alternativernes akkumulerede selskabsøkonomiske dækningsbidrag er vist i figur 5 og 6 for 5 år. hhv. 9 år udbygningstakt.

Figur 5 Akkumuleret dækningsbidrag ved 5 års udbygningstakt.**Figur 6 Akkumuleret dækningsbidrag ved 9 års udbygningstakt.**

5.3 Brugerøkonomi

I tabel 8 er der opstillet en brugerøkonomisk sammenligning. For fjernvarme-løsningen er der taget udgangspunkt i HTFs tarifblad for 2014.

Det ses, at med 60 % tilslutningsrabat vil fjernvarme være konkurrencedygtig med alternativerne. Dog vil der være en skarp konkurrence med naturgas, hvilket kan betyde en svækket interesse blandt eksisterende naturgasforbrugere for at tilslutte sig fjernvarmeprojektet.

Tabel 8 Brugerøkonomisk sammenligning

Forundersøgelse Reerslev-Tune Forbruger: 18 MWh/år, 150 m ² 2014 kr. inkl. moms	Varme- udgifter kr./år	Faste afgifter kr./år	Drift & vedligehold kr./år	Kapital- udgifter kr./år	Sum kr./år
Fjernvarme (m/60% tilslutningsrabat)	11.668	4.455	500	4.779	21.403
Naturgas m/investering i ny kedel	14.028	375	1.520	5.940	21.863
Naturgas u/investering i ny kedel	14.448	375	1.633	0	16.456
Jordvarme	10.667	0	2.325	17.470	30.461
Træpillefyr	11.250	0	2.438	9.084	22.772
Oliefyring u/investering i ny kedel	24.136	0	1.960	0	26.096
Elvarme	32.000	0	0	0	32.000

6. BEREGNING AF TRANSITPRIS

I bilag 3 er opstillet et oplæg til en beregning af transitomkostninger for fjernvarme leveret gennem hovedledninger fra Hedehusene Vekslerstation (HEX) frem til Tune, dvs. fra VEKS' transmissionssystem via Høje Taastrup Fjernvarmes eksisterende DSV-ledning frem til Brandhøjgård og derfra videre gennem en ny hovedledning fra Brandhøjgård ned til Tune gennem byerne Reerslev og Stærkende.

Hovedledningen til Tune antages anlagt langs Maglehøjgårdsvej/Villersshøjvej, og der er valgt at placere leverancepunktet for fjernvarmen til Tune ca. 300 m syd for kommunegrænsen.

Til beregning af transitomkostningerne er der først identificeret de samlede årlige omkostninger, der er knyttet til leverancen af fjernvarme gennem ovennævnte hovedledningsnet. De består af følgende omkostningselementer:

- Årlige (lineære) afskrivninger over en afskrivningsperiode på 30 år for investeringerne i DSV-ledningen fra HEX frem til Brandhøjgård og i den nye hovedledning fra Brandhøjgård til Tune.
- Årlige varmetabsomkostninger fra disse hovedledninger.
- Årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for disse hovedledninger.

I tabel 9 er vist længder, anlægspriser og varmetab, som er forudsat ved beregning af de samlede årlige omkostninger.

De samlede årlige omkostninger er herefter fordelt mellem Høje Taastrup Fjernvarme (HTF) og Greve Fjernvarme (GF) i forhold til, hvor stor en andel af de to selskabers varmeopland (netto-varmebehov), der år for år dækkes gennem ovennævnte hovedledninger. Da andelen pga. afgørelser til forbrugere ændrer sig ned gennem hovedledningerne, er de opsplittet i delstrækninger som vist i tabel 9.

Da flere af varmeoplandene udbygges gennem årene over tidshorisonten på 30 år, beregnes andelen år for år. Prognoserne for udbygningstakterne er hentet fra seneste rapporter.

Tabel 9 Berørte hovedstrækninger for transit-fjernvarme

Strækning	Dim	Længde m	Anlægs- pris 1000 kr.	Varme- tab MWh/år
Eksist. DSV Ledning (serie 2 enkeltrør)		1.300	4.757	479
HEX - Hedesvinget	DN300	230	842	85
Hedesvinget - Stenmøllen	DN300	250	915	92
Stenmøllen - Brandhøjgård	DN300	820	3.000	302
Ny Tune ledning (serie 3 twinrør)		4.200	14.280	537
Brandhøjgård - Reerslev	DN150	1.935	6.580	248
Reerslev - Stærkende	DN150	1.065	3.620	136
Stærkende - Forsyningspunkt	DN150	1.200	4.080	154

Efter at de årlige omkostninger er fordelt efter nettovarmebehov mellem HTF og GF år for år over tidshorizonten på 30 år, beregnes der en balancevarmepris for de fordelte omkostninger. Balancevarmeprisen defineres som nuværdi af omkostninger divideret med nuværdien af varmeandelen. Nuværdien beregnes over de ovennævnte 30 år ved 3 % diskonteringsrente svarende til det gennemsnitlige selskabsøkonomiske realrente-niveau.

Balancevarmeprisen for de omkostninger, som GF dækker, benævnes GFs transitvarmepris. GFs transitvarmepris er i tabel 10 beregnet i 2 varianter:

- Var. 1: Ud fra standardprisprognose for udvikling af VEKS-varmepris de næste 20 år
- Var. 2: Ud fra en prognose med konstant VEKS-varmepris de næste 20 år

I tabel 10 er GFs transitvarmepris endvidere splittet op i de enkelte omkostningselementer som beskrevet ovenfor. Det ses, at den samlede transit-varmepris for leverance af varme til Tune er omkring 73-75 kr./MWh i vægtet gennemsnit alt efter hvilke udvikling, der forventet til VEKS' varmepris.

Antages den vægtede VEKS-pris (puljepris + fast andel) over 20 år at ligge inden for intervallet 445 -480 kr./MWh, vil den samlede varmepris an Tune ende i størrelsesordenen 510-560 kr./MWh ud fra tabel 10 og bilag 3.

Tabel 10 Berørte hovedstrækninger for transit-fjernvarme

Transitvarmepris pr. MWh	Var. 1 kr./MWh	Var. 2 kr./MWh
DSV-lednings afskrivning	5	5
Tune-lednings afskrivning	39	39
DSV-lednings varmetab	7	7
Tune-lednings varmetab	19	17
Drift og vedligehold fra transitsystem	5	5
Samlet transit-varmepris an Tune	75	73
Vægtet VEKS-pris	478	445
Samlet varmepris an Tune	553	518

7. KONKLUSION

Forudsat det tekniske system som beskrevet i denne forundersøgelse kan følgende konkluderes:

- En hurtig udbygningstakt og et højt tilslutningsniveau for fjernvarmeprojektet er påkrævet for at sikre en rimelig samfundsøkonomi i forhold til en reference med individuel varmforsyning. Også anlægsomkostningerne skal mindst 10 % ned for at sikre samfundsøkonomien. Med disse forudsætninger er der samfundsøkonomisk set kun mulighed for en begrænset andel af solvarme og biomassevarme, dvs. op til 3.000 m² solfangerareal og 1 MW biomassekedel.
- En hurtig udbygningstakt og et højt tilslutningsniveau for fjernvarmeprojektet vil være en selskabsøkonomisk gevinst. Endvidere vil en stor så andel som muligt af solvarme og biomassevarme være en selskabsøkonomisk gevinst. Det skyldes de relativt høje VEKS-priser. I det selskabsøkonomisk bedste alternativ er der antaget 6.000 m² solfangerareal og 2 MW biomassekedel.
- Brugerøkonomisk kan fjernvarmeprojektet være attraktivt i forhold til individuelle alternativer. Dog vil der i Tune være en skarp konkurrence med naturgassen, hvilket kan betyde en svækket interesse blandt de eksisterende naturgasforbrugere for at tilslutte sig fjernvarmeprojektet. Der er i øvrigt en generel usikkerhed på alder og tilstand på de eksisterende individuelle anlæg. Det har betydning for varmeforbrugernes interesse for et fælles varmforsyningsprojekt, hvilket er essentielt for dets realisering.

Overordnet er fjernvarmeprojektet samfundsøkonomisk følsomt over for afvigelser i forventet tilslutningstakt og tilslutningsgrad, da der er en lille margin i forhold til referencen. Selskabsøkonomien er mere robust, idet en tilbagebetalingstid op til omkring 15 år vurderes som acceptabelt.

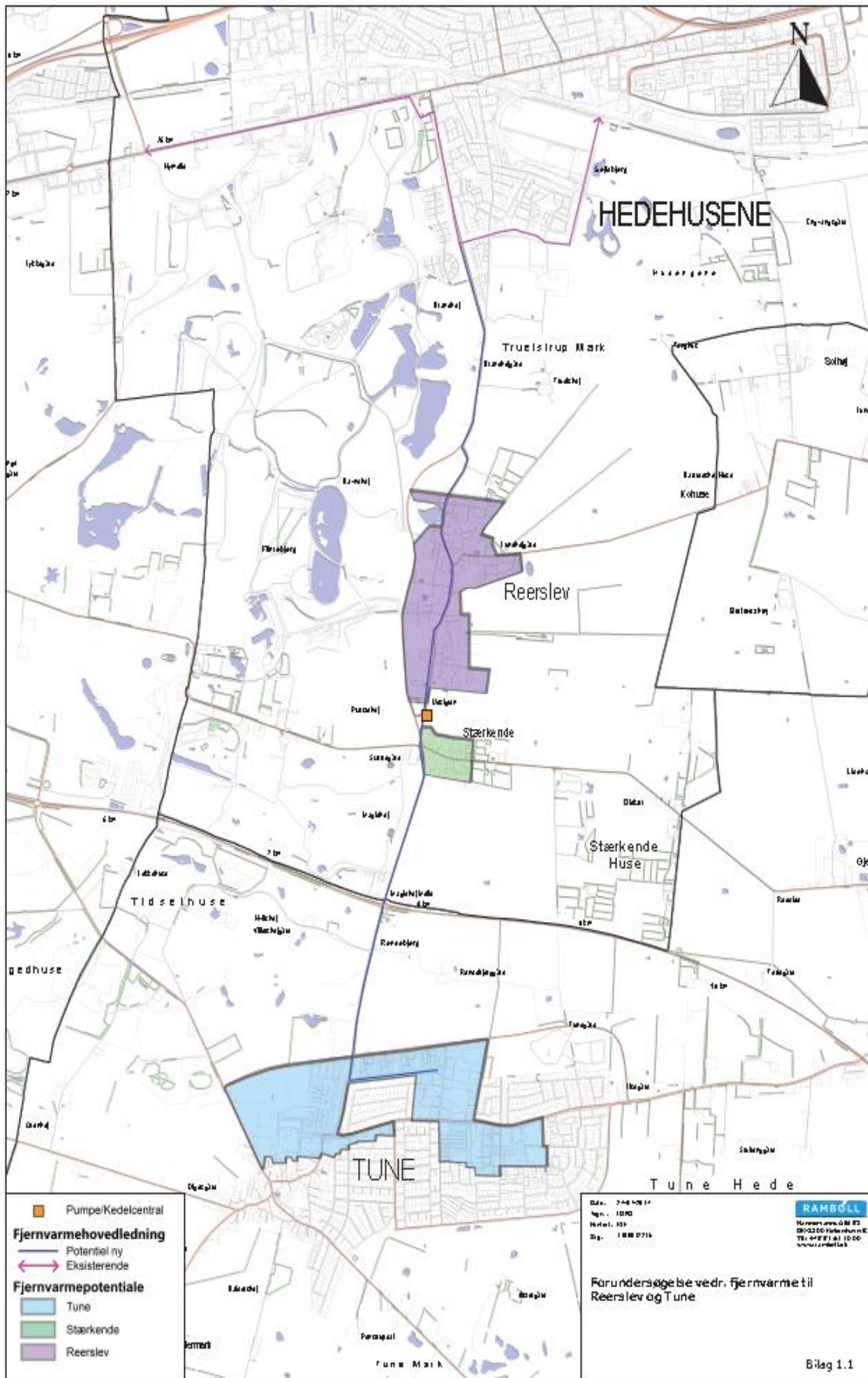
Set ud fra et driftsmæssigt synspunkt finder Høje Taastrup Fjernvarme ovennævnte solvarmeanlæg og biomassekedel for små og for u hensigtsmæssige. Omvendt viser beregningerne, at da de udgør en samfundsøkonomisk belastning, bør de ikke være for store.

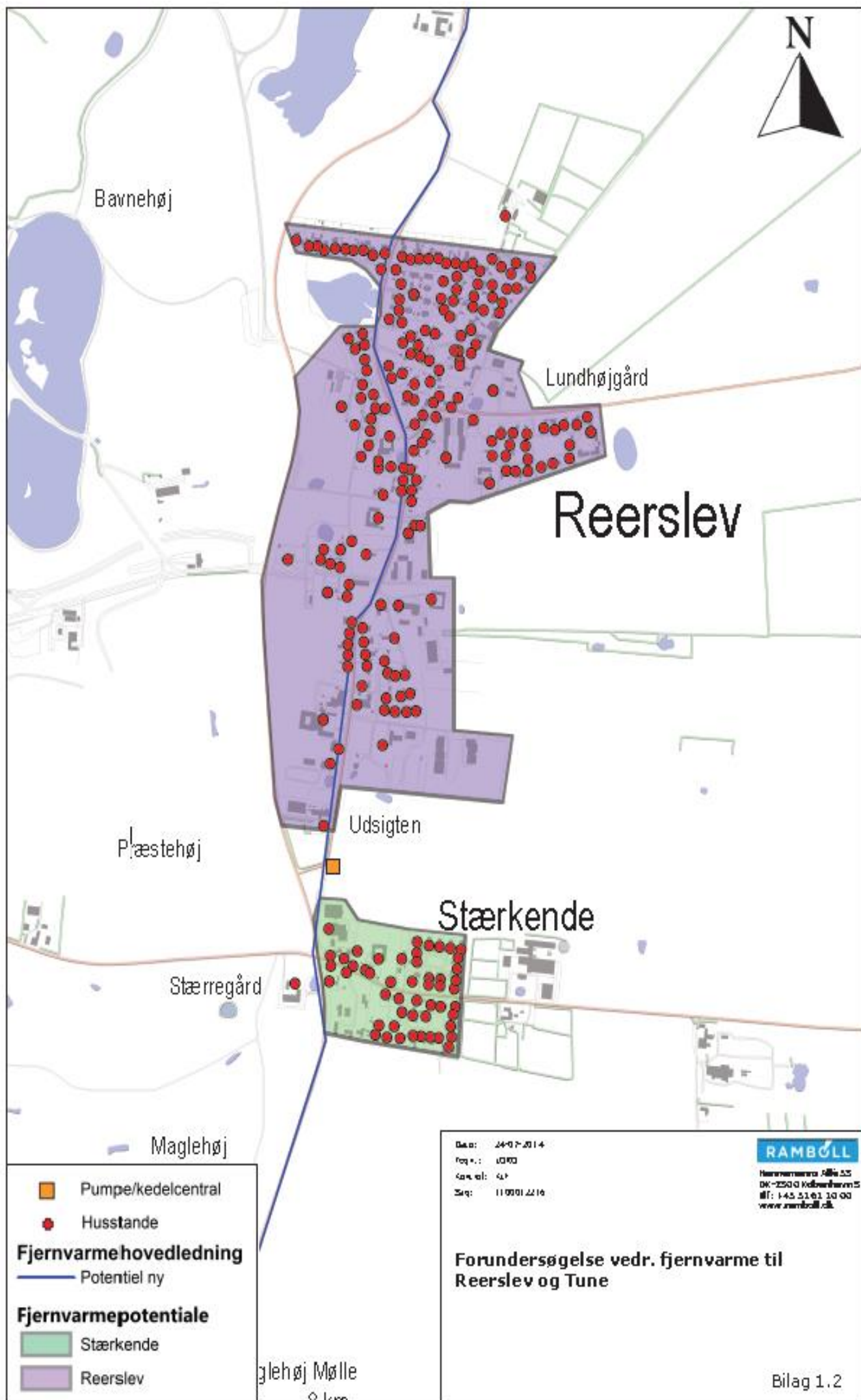
Derfor har Høje Taastrup Fjernvarme foreslået at revurdere varmforsyningsforholdene. Det kan f.eks. foreslås at koble Reerslev Tune-projektet sammen med en større plan om at etablere et stort, centralt sæsonlager i distributionssystemet i Høje Taastrup til indsamling af bl.a. overskudsvarme fra køleanlæg blandt omegnens erhvervsvirksomheder. Endvidere kan der med fordel etableres et større centralt biomassekedelanlæg. Det vil betyde, at en stor del af fjernvarmen til Reerslev, Stærkende og Tune vil kunne komme fra et centralt sæsonlager og biomassekedelanlæg. En sådan centralisering forventes give økonomiske og driftsmæssige fordele, men vil også betyde, at hydraulikken i hovedledningen fra DSV-afgreningen og ned til Elkærparken i Tune skal revurderes med henblik på en evt. opdimensionering.

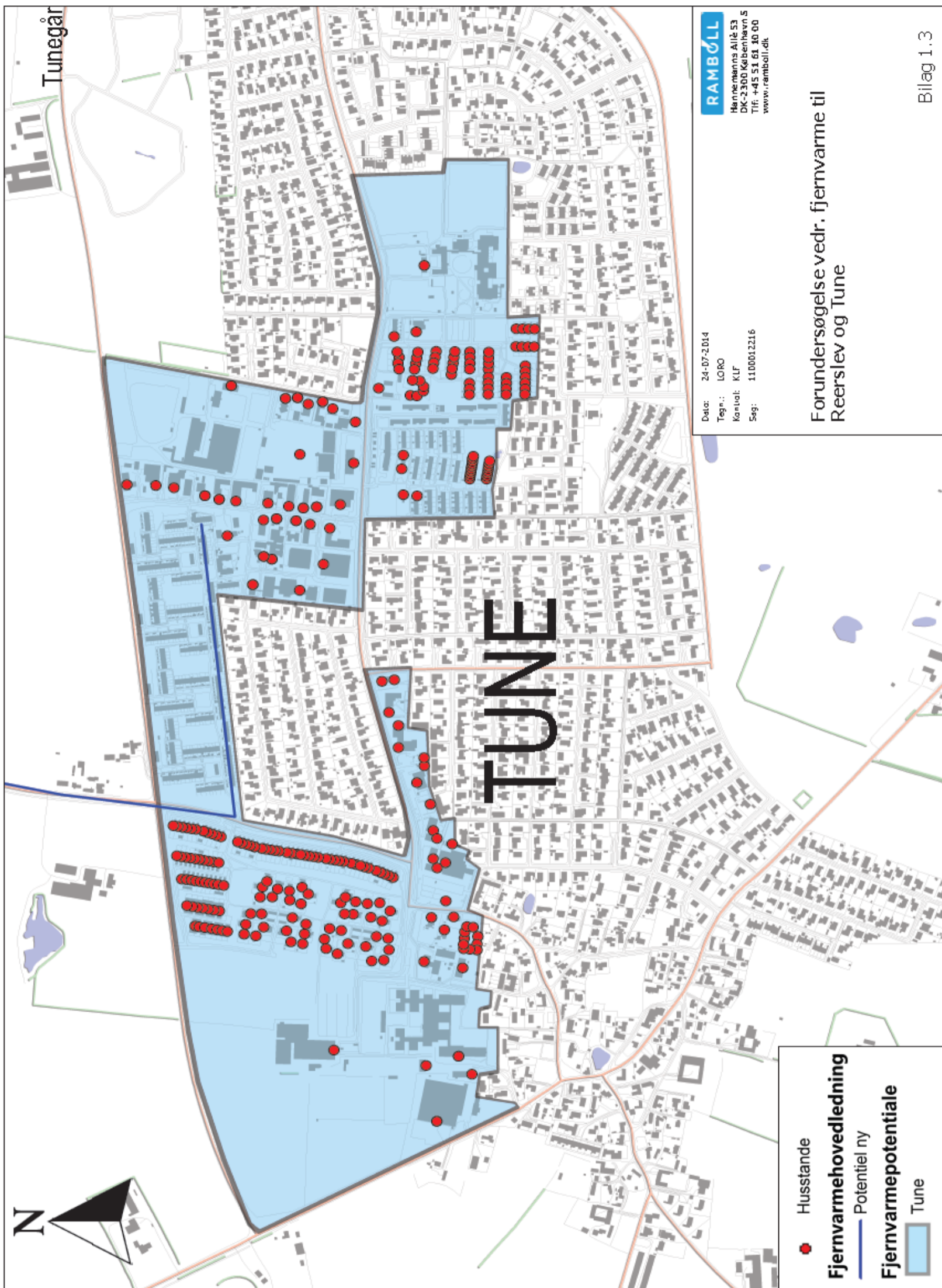
Hvad angår anlægsomkostningerne er der en generel usikkerhed, der kan have væsentlig indflydelse, idet anlægsomkostningerne udgør 65-75 % af fjernvarmeprojektets samlede samfundsøkonomiske omkostninger og er også er en vigtig del af selskabsøkonomien.

Det skal afslutningsvist nævnes, at Energistyrelsen formodentligt vil udsende et nyt samfundsøkonomisk beregningsgrundlag her til efteråret. Det kan få indflydelse på de samfundsøkonomiske konklusioner i dette notat.

BILAG 1 KORTBILAG







RAMBOLL
 Høvedsmønstret Allé 53
 DK-2300 København S
 Tlf: +45 51 61 30 00
 www.ramboll.dk

Dato: 24-07-2014
 Tegner: LORO
 Kontrol: KLF
 Sag: 1100012216

Forundersøgelse vedr. fjernvarme til
 Reerslev og Tune

● Husstande
Fjernvarmehovedledning
 — Potentiell ny
Fjernvarmepotentiale
 Tune

BILAG 2

HYDRAULISK ANALYSE

NOTAT

Projekt **1100012216**
Kunde **HTF**
Notat nr. **01**
Dato **2014-06-26**
Til **KLF,KEH**
Fra **Jens Henning Jensen**
Kopi til **[Navn]**

1. Indledning

I dette notat undersøges muligheder for forsyning af Reerslev og Tune fra HTF's eksisterende DSV ledning. Selev transmissionsledningen skal være DN150 og der skal etableret en booster pumpe station kombineret med spidslast effekt lige syd for Reerslev.

Dato 2014-06-26

Rambøll
Hannemanns Allé 53
DK-2300 København S

T +45 5161 1000
F +45 5161 1001
www.ramboll.com/energy

2. Grundlag

2.1 Geometri og trykhold

Det eksisterende 10 bar nets DVS ledning samt en transmissionsledning til Reerslev/Tuen og skitse-mæssige net i Reerslev og Tune som tidligere undersøgt.

Den samlede model fremgår af bilag 1, som viser DSV ledningen fra den eksisterende veksler samt traceer sydpå.

Document ID -10

Der antages trykhold i den eksisterende vekslerstation ligesom det antages, at den eksisterende veksler kan levere den fornødne effekt.

Nettet antages at være 10 bar.

Laveste kote er 28.9 i det eksisterende net, højeste er 65.2 i Tune ved Tunehøj. Dette vil, specielt om sommeren, kunne give problemer i forbindelse med holdetrykket. Der er ikke i dette notat taget stilling til hvordan løsningen skal være.

2.2 Varmebehov

Årsvarmebehov er 5224 MWh i Reerslev/Stærkende og 11172 MWh i Tune.

Der regnes med en benyttelsestid på 2780 timer, hvorved spidslast effekt behov bliver 1.88 MW til Reerslev og 4.02 MW til Tune.

Varmebehov knyttet til DSV ledningen har et spidslastbehov på 9.24 MW.

Det samlede spidslast behov er altså 15.14 MW.

Afkøling sættes til 35°C i grundlast og 40°C i spidslast.

3. Beregninger

Selve transmissionsledningen vælges til DN150.

Det viser sig ikke at være hensigtsmæssigt at forsyne Reerslev/Tune udelukkende fra den eksisterende veksler, bl.a. under hensyntagen til usikkerhed i tilslutningsgraden.

Der regnes derfor med at der kun skal forsynes med grundlast, her lig 60% af spidslastefektbehovet, fra den eksisterende veksler og resten skal så komme fra ny spidslasteffekt placeret lige syd for Reerslev.

Endvidere viser det sig nødvendigt at etablere en booster pumpe station samme sted som spidslasten. Ved passende indretning kan denne bruges til at trække vandet gennem spidslastens varmekilder.

3.1 Grundlast

På bilag 2 er trykforholdene resumeret idet man ser strækningen fra den eksisterende veksler til den værst stillede forbruger i Tune. Man ser hvorledes returtrykket netop holder sig over den nedre trykgrænse på 10 mvs, men dette vil ikke være tilfældet ved lavere belastning med mindre særlige forholdsregler tages.

Man ser også den antagne boosterpumpe station.

Energilinfaldet på den første del af transmissionsledningen er 9.9 mm/m.

3.2 Spidslast

Hvis der kun skal forsynes med grundlast skal det etableres $0.4 * (1.88+4.02) = 2.36$ MW spidslast. Der regnes med 2.5 MW.

På bilag 3 er trykforholdene resumeret og man ser at vi her er tæt på at have udnyttet trykgrænserne. Energilinfaldet på den sidste del af transmissionsledningen er 9.8 mm/m.

3.3 Trace længder

Transmissionsledninger er DN150, i alt ca 4950 m.

I Reerslev/Stærkende haves:

Dnom	m trace
20	1152
25	1351
32	1199
40	731
50	441
65	518
80	94
100	89
125	57
I alt	5631

Og i Tune haves:

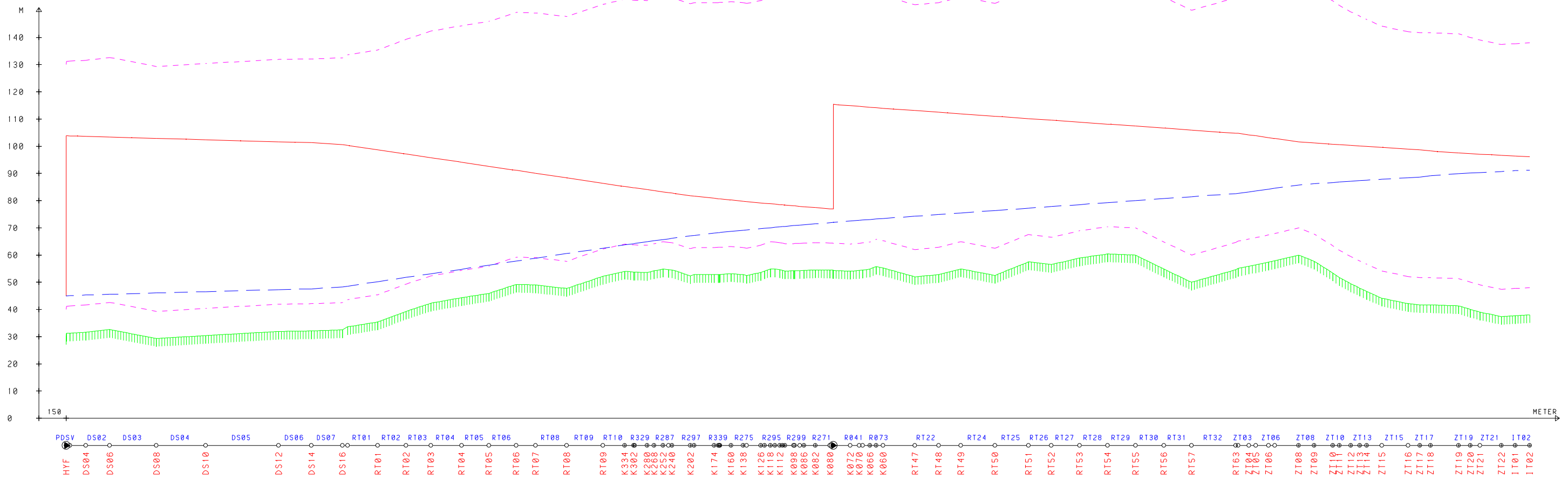
Dnom	m trace
20	2122
25	839
32	777
40	409
50	762
65	322
80	860
100	75
125	1001
I alt	7165



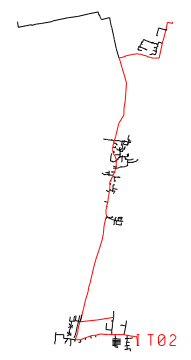
· KNUDE · KNUDE UDEN UDTAG
MÅLESTOK: 1:10000

SYSTEM RØRNET

SAG NR. 693111
Hedehusene
Samlet med Tuen og Reerslev
Grundlast med boosterpumpe
Ramboll Energy 26-JUN-2014 13.55.43



- - - Z +10.00
- - - Z +100.00
- E-FREM
- - - E-RETUR



SYSTEM RØRNET

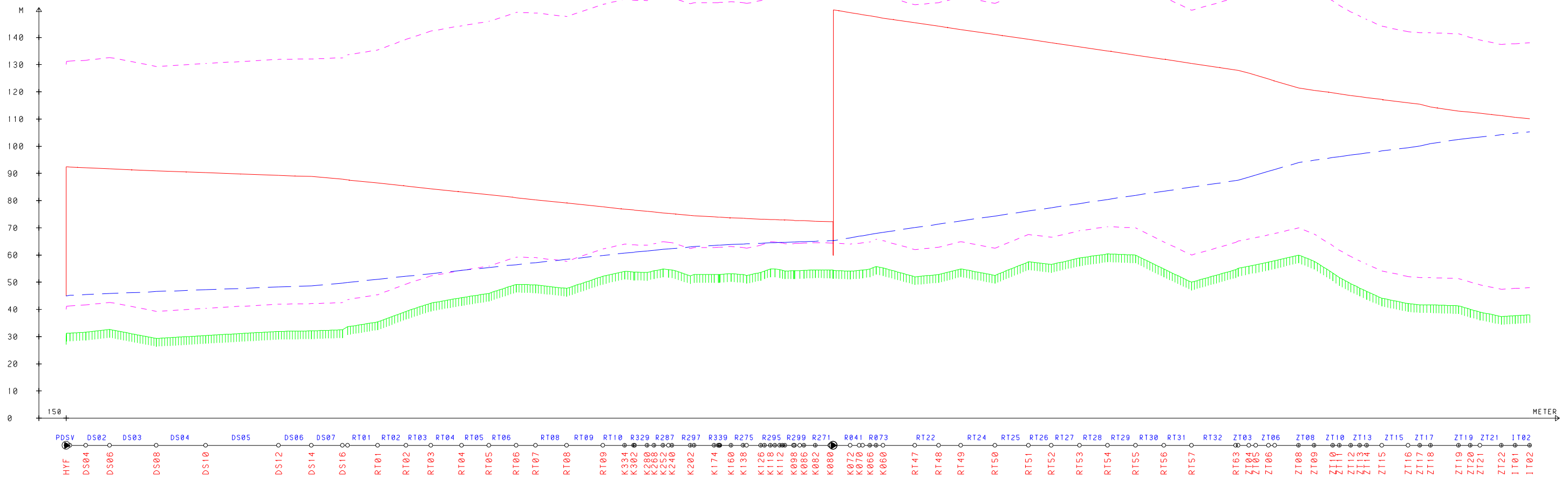
SAG NR. 693111

Hedehusene

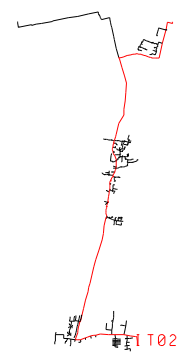
Samlet med Tuen og Reerslev

Grundlast med boosterpumpe

RH&H-DATA 26-JUN-2014 13.55.43



- - - Z +10.00
- - - Z +100.00
- E-FREM
- - - E-RETUR



SYSTEM RØRNET

SAG NR. 693111

Hedehusene

Samlet med Tuen og Reerslev

Spidslast 2.5 MW

RH&H-DATA 26-JUN-2014 14.10.00

BILAG 3

BEREGNING AF TRANSITPRIS

Beregning af GFs transitpris ved varmeleverance fra Hedehusene vekslerstation til Tune

Testversion klf/2014-12-18

Varmeforsyning af Reerslev-Terslev og Tune
 Vår 1 - Basisfremskrivning af VEKS-prognose

Strækning	Fra	Til	Dim	Længde m	Pris kr./m	Anlæg 1000 kr.	Afskrivn år	Afskrivn 1000 kr./år	U-værdi W/mK
DSV ledning 1	HEX	Hedesvinge	DN300	230	3.660	842			
DSV ledning 2	Hedesvinge	Stenmøllen	DN300	250	3.660	915			
DSV ledning 3	Stenmøllen	Brandhøjgård	DN300	820	3.660	3.000			
Sum DSV-ledning, serie 2 enkeltrør			DN300	1.300	3.660	4.757	30	159	0,7409
Tune ledning 1	Brandhøjgård	Reerslev	DN150	1.935	3.400	6.580			
Tune ledning 2	Reerslev	Stærkende	DN150	1.065	3.400	3.620			
Tune ledning 3	Stærkende	FSP	DN150	1.200	3.400	4.080			
Sum Tune-ledning, serie 3 twinrør			DN150	4.200	3.400	14.280	30	476	0,2570
Sum				5.500		19.037		635	

Faktorer	Enhed	Nuværdi	2014	2015	1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	6 2021	7 2022	8 2023	9 2024	10 2025	15 2030	20 2035	28 2043	29 2044	30 2045
----------	-------	---------	------	------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Forsyningsmæssigt fordeling mellem GF og HTF

Berørte oplande i alt, nettovarme	MWh		2.532	2.532	6.558	10.583	14.609	18.634	22.660	24.011	25.361	26.712	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062
Hedesvinget	MWh		472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472
Stenmøllen	MWh		1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210
DSV	MWh		850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
Hedehusene V	MWh				1.351	2.701	4.052	5.402	6.753	8.104	9.454	10.805	12.155	12.155	12.155	12.155	12.155	12.155	12.155
Reerslev	MWh				765	1.530	2.295	3.060	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825
Stærkende	MWh				122	245	367	490	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612
Tune	MWh				1.788	3.575	5.363	7.150	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938

Fordeling af nettovarme mellem GF og HTF			483.209	2.532	2.532	6.558	10.583	14.609	18.634	22.660	24.011	25.361	26.712	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062
Varmesalg (nettovarme) til Tune (GF)	33%	MWh	158.332	0	0	1.788	3.575	5.363	7.150	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938
Varmesalg til områder i Høje Taastrup	67%	MWh	324.878	2.532	2.532	4.770	7.008	9.246	11.484	13.722	15.073	16.423	17.774	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124

Opdeling af hovedledninger efter nettovarmebehov

GFs andel netto, alle ledninger	MWh		158.332	0	0	1.788	3.575	5.363	7.150	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938
HTFs andel netto																			
DSV ledning 1	MWh		2.532	2.532	4.770	7.008	9.246	11.484	13.722	15.073	16.423	17.774	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124
DSV ledning 2	MWh		2.060	2.060	4.298	6.536	8.774	11.012	13.250	14.601	15.951	17.302	18.652	18.652	18.652	18.652	18.652	18.652	18.652
DSV ledning 3	MWh		850	850	3.088	5.326	7.564	9.802	12.040	13.391	14.741	16.092	17.442	17.442	17.442	17.442	17.442	17.442	17.442
Tune ledning 1	MWh		0	0	887	1.775	2.662	3.550	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437
Tune ledning 2	MWh		0	0	122	245	367	490	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612
Tune ledning 3	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GFs andel brutto	Netvg 80%		197.914	0	0	2.235	4.469	6.704	8.938	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173

GFs andel af "årlig ækv. ledningslængde"

GFs andel af DSV-ledningen	1.300	m	0	0	437	495	519	532	541	509	480	455	432	432	432	432	432	432	432
DSV ledning 1	230	m/pct	0%	0%	27%	34%	37%	38%	39%	37%	35%	33%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
DSV ledning 2	250	m/pct	0%	0%	29%	35%	38%	39%	40%	38%	36%	34%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
DSV ledning 3	820	m/pct	0%	0%	37%	40%	41%	42%	43%	40%	38%	36%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
GFs andel af Tune-ledningen	4.200	m	0	0	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490
Tune ledning 1	1.935	m/pct	0%	0%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
Tune ledning 2	1.065	m/pct	0%	0%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%
Tune ledning 3	1.200	m/pct	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Driftstemperaturer

Fremløbstemperatur	oC		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Returløbstemperatur	oC		48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48

Samlet varmetab fra hovedledninger	MWh		479	479	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017
DSV-ledningen	MWh		479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479
Tune-ledningen	MWh				537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537

GFs andel af varmetab fra hovedledninger	MWh		0	0	545	565	573	577	580	569	560	551	544	544	544	544	544	544	544
DSV-ledningen	MWh		0	0	145	164	172	176	179	168	159	151	143	143	143	143	143	143	143
Tune-ledningen	MWh				401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401

Faktorer	Enhed	Nuværdi	2014	2015	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20	28	29	30	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2043	2044	2045			
Selskabsøkonomisk andel for GF																				
Diskonteringsfaktorer	3%		1,000	0,971	0,943	0,915	0,888	0,863	0,837	0,813	0,789	0,766	0,744	0,642	0,554	0,437	0,424	0,412	0,412	
VEKS varmepris for GFs andel (Tune)	kr./MWh	478	387	382	372	381	390	398	402	479	483	487	491	495	495	495	495	495	495	
Puljepris	kr./MWh		387	382	372	381	390	398	402	405	409	412	416	419	419	419	419	419	419	
Fast andel (5 første år ex fast andel) *)	kr./MWh		0	0	0	0	0	0	0	74	74	75	75	76	76	76	76	76	76	
GFs andel af hovedledningers afskrivning	635 1000 kr.	Vægtning	8.796	0	0	449	456	459	460	461	458	454	451	448	448	448	448	448	396	396
DSV-ledningen	159 1000 kr.	100%	1.044	0	0	53	60	63	65	66	62	59	55	53	53	53	53	53	53	53
Tune-ledningen	476 1000 kr.	100%	7.752	0	0	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
GFs andel af varmetab fra hovedledninger	1000 kr.		5.055	0	0	203	215	223	229	233	272	270	268	267	269	269	269	269	269	269
DSV-ledningen (5 første år ex fast andel)	1000 kr.	100%	1.375	0	0	54	62	67	70	72	81	77	73	70	71	71	71	71	71	71
Tune-ledningen (5 første år ex fast andel)	1000 kr.	100%	3.680	0	0	149	153	156	159	161	192	194	195	197	198	198	198	198	198	198
GFs andel af drift og vedligehold	kr./MWh 5	1000 kr.	990	0	0	11	22	34	45	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
GFs andel i alt	1000 kr.		14.840	0	0	663	693	715	735	750	786	780	775	771	773	773	773	773	721	721
Vægtet transitpris an GF-net i Tune	kr./MWh		75	0	0	297	155	107	82	67	70	70	69	69	69	69	69	69	65	65
heraf andel af																				
DSV-lednings afskrivning	kr./MWh	7%	5	0	0	24	14	9	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Tune-lednings afskrivning	kr./MWh	52%	39	0	0	177	88	59	44	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
DSV-lednings varmetab	kr./MWh	9%	7	0	0	24	14	10	8	6	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6
Tune-lednings varmetab	kr./MWh	25%	19	0	0	67	34	23	18	14	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18
Drift og vedligehold fra transitsystem	kr./MWh	7%	5	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Samlet vægtet pris an GF-net i Tune	kr./MWh		553	462	457	447	456	465	473	477	554	558	562	566	570	570	570	570	570	570

*) Det antages, at VEKS' faste andel indgår i varmetabsudgifterne 5 år efter den først kundetilslutning i Tune

Beregning af GFs transitpris ved varmeleverance fra Hedehusene vekslerstation til Tune

Testversion klf/2014-12-18

Varmeforsyning af Reerslev-Terslev og Tune
 Var 2 - Konstant VEKS-pris i faste priser

Strækning	Fra	Til	Dim	Længde m	Pris kr./m	Anlæg 1000 kr.	Afskrivn år	Afskrivn 1000 kr./år	U-værdi W/mK
DSV ledning 1	HEX	Hedesvinge	DN300	230	3.660	842			
DSV ledning 2	Hedesvinge	Stenmøllen	DN300	250	3.660	915			
DSV ledning 3	Stenmøllen	Brandhøjgård	DN300	820	3.660	3.000			
Sum DSV-ledning, serie 2 enkeltrør			DN300	1.300	3.660	4.757	30	159	0,7409
Tune ledning 1	Brandhøjgård	Reerslev	DN150	1.935	3.400	6.580			
Tune ledning 2	Reerslev	Stærkende	DN150	1.065	3.400	3.620			
Tune ledning 3	Stærkende	FSP	DN150	1.200	3.400	4.080			
Sum Tune-ledning, serie 3 twinrør			DN150	4.200	3.400	14.280	30	476	0,2570
Sum				5.500		19.037		635	

Faktorer	Enhed	Nuværdi	2014	2015	1 2016	2 2017	3 2018	4 2019	5 2020	6 2021	7 2022	8 2023	9 2024	10 2025	15 2030	20 2035	28 2043	29 2044	30 2045
----------	-------	---------	------	------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Forsyningsmæssigt fordeling mellem GF og HTF

Berørte oplande i alt, nettovarme	MWh		2.532	2.532	6.558	10.583	14.609	18.634	22.660	24.011	25.361	26.712	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062
Hedesvinget	MWh		472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472
Stenmøllen	MWh		1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210
DSV	MWh		850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
Hedehusene V	MWh				1.351	2.701	4.052	5.402	6.753	8.104	9.454	10.805	12.155	12.155	12.155	12.155	12.155	12.155	12.155
Reerslev	MWh				765	1.530	2.295	3.060	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825
Stærkende	MWh				122	245	367	490	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612
Tune	MWh				1.788	3.575	5.363	7.150	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938

Fordeling af nettovarme mellem GF og HTF			483.209	2.532	2.532	6.558	10.583	14.609	18.634	22.660	24.011	25.361	26.712	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062	28.062
Varmesalg (nettovarme) til Tune (GF)	33%	MWh	158.332	0	0	1.788	3.575	5.363	7.150	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938
Varmesalg til områder i Høje Taastrup	67%	MWh	324.878	2.532	2.532	4.770	7.008	9.246	11.484	13.722	15.073	16.423	17.774	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124

Opdeling af hovedledninger efter nettovarmebehov

GFs andel netto, alle ledninger	MWh		158.332	0	0	1.788	3.575	5.363	7.150	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938	8.938
HTFs andel netto																			
DSV ledning 1	MWh		2.532	2.532	4.770	7.008	9.246	11.484	13.722	15.073	16.423	17.774	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124	19.124
DSV ledning 2	MWh		2.060	2.060	4.298	6.536	8.774	11.012	13.250	14.601	15.951	17.302	18.652	18.652	18.652	18.652	18.652	18.652	18.652
DSV ledning 3	MWh		850	850	3.088	5.326	7.564	9.802	12.040	13.391	14.741	16.092	17.442	17.442	17.442	17.442	17.442	17.442	17.442
Tune ledning 1	MWh		0	0	887	1.775	2.662	3.550	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437	4.437
Tune ledning 2	MWh		0	0	122	245	367	490	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612	612
Tune ledning 3	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GFs andel brutto	Netvg 80%		197.914	0	0	2.235	4.469	6.704	8.938	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173	11.173

GFs andel af "årlig ækv. ledningslængde"

GFs andel af DSV-ledningen	1.300	m	0	0	437	495	519	532	541	509	480	455	432	432	432	432	432	432	432
DSV ledning 1	230	m/pct	0%	0%	27%	34%	37%	38%	39%	37%	35%	33%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
DSV ledning 2	250	m/pct	0%	0%	29%	35%	38%	39%	40%	38%	36%	34%	32%	32%	32%	32%	32%	32%	32%
DSV ledning 3	820	m/pct	0%	0%	37%	40%	41%	42%	43%	40%	38%	36%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
GFs andel af Tune-ledningen	4.200	m	0	0	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490	3.490
Tune ledning 1	1.935	m/pct	0%	0%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
Tune ledning 2	1.065	m/pct	0%	0%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%
Tune ledning 3	1.200	m/pct	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Driftstemperaturer

Fremløbstemperatur	oC		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Returløbstemperatur	oC		48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48

Samlet varmetab fra hovedledninger	MWh		479	479	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017	1017
DSV-ledningen	MWh		479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479
Tune-ledningen	MWh				537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537

GFs andel af varmetab fra hovedledninger	MWh		0	0	545	565	573	577	580	569	560	551	544	544	544	544	544	544	544
DSV-ledningen	MWh		0	0	145	164	172	176	179	168	159	151	143	143	143	143	143	143	143
Tune-ledningen	MWh				401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401	401

Faktorer	Enhed	Nuværdi	2014	2015	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20	28	29	30	
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035	2043	2044	2045			
Selskabsøkonomisk andel for GF																				
Diskonteringsfaktorer	3%		1,000	0,971	0,943	0,915	0,888	0,863	0,837	0,813	0,789	0,766	0,744	0,642	0,554	0,437	0,424	0,412		
VEKS varmepris for GFs andel (Tune)	kr./MWh	445	387	382	382	382	382	382	382	456	456	456	456	456	456	456	456	456	456	
Puljepris	kr./MWh		387	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	
Fast andel (5 første år ex fast andel) *)	kr./MWh		0	0	0	0	0	0	0	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	
GFs andel af hovedledningers afskrivning	635 1000 kr.	Vægtning	8.796	0	0	449	456	459	460	461	458	454	451	448	448	448	448	448	396	396
DSV-ledningen	159 1000 kr.	100%	1.044	0	0	53	60	63	65	66	62	59	55	53	53	53	53	53	53	53
Tune-ledningen	476 1000 kr.	100%	7.752	0	0	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
GFs andel af varmetab fra hovedledninger	1000 kr.		4.736	0	0	209	216	219	221	222	260	255	251	248	248	248	248	248	248	248
DSV-ledningen (5 første år ex fast andel)	1000 kr.	100%	1.290	0	0	55	63	66	67	68	77	72	69	65	65	65	65	65	65	65
Tune-ledningen (5 første år ex fast andel)	1000 kr.	100%	3.447	0	0	153	153	153	153	153	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
GFs andel af drift og vedligehold	kr./MWh 5	1000 kr.	990	0	0	11	22	34	45	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
GFs andel i alt	1000 kr.		14.521	0	0	668	694	711	726	739	773	765	758	752	752	752	752	752	699	699
Vægtet transitpris an GF-net i Tune	kr./MWh		73	0	0	299	155	106	81	66	69	68	68	67	67	67	67	67	63	63
heraf andel af																				
DSV-lednings afskrivning	kr./MWh	7%	5	0	0	24	14	9	7	6	6	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Tune-lednings afskrivning	kr./MWh	53%	39	0	0	177	88	59	44	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
DSV-lednings varmetab	kr./MWh	9%	7	0	0	25	14	10	8	6	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Tune-lednings varmetab	kr./MWh	24%	17	0	0	69	34	23	17	14	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Drift og vedligehold fra transitsystem	kr./MWh	7%	5	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Samlet vægtet pris an GF-net i Tune	kr./MWh		518	461	456	456	456	456	456	456	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529

*) Det antages, at VEKS' faste andel indgår i varmetabsudgifterne 5 år efter den først kundetilslutning i Tune