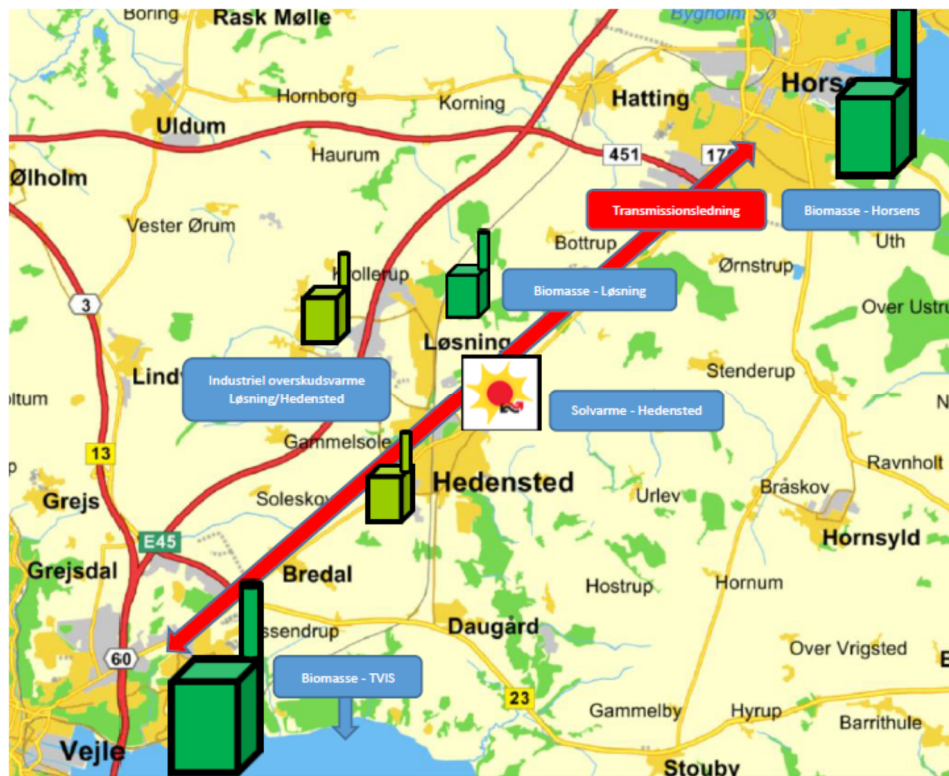


December 2016

FlexCities 2 - Fase 1 Omkostningsanalyse



Teknikerrapport

ANALYSEGRUPPEN

Mads Kallestrup, TVIS

Linn Laurberg Jensen, PlanEnergi

Joakim Larsen, COWI

Indholdsfortegnelse

1. Indledning
2. Varmeproduktion
3. Økonomi
 - 3.1 Samlede resultater
 - 3.2 Investeringer
 - 3.3 Fordeling af økonomi
4. Varmebehov
5. Hydrauliske forhold
 - 5.1 Varmeleverance
 - 5.2 Varme fra TVIS
 - 5.3 Varme for Horsens
 - 5.4 Forudsætninger
6. Simuleringer
 - 6.1 Metode
 - 6.2 Produktionsfordeling, brændselsforbrug og CO₂-emissioner

Bilag A - EnergyPRO input og forudsætninger

1 Indledning

Denne rapport sammenfatter resultater, forudsætninger og metode for simulering af følgende scenerier i FlexCities2.

Der er som udgangspunkt lavet beregninger for et referencescenarie "*Business as usual*" (BAU) og et scenarie for en ledning fra TVIS, via Hedensted-Løsning til Horsens (Scenarie 3). De øvrige scenerier indgår som supplerende analyser.

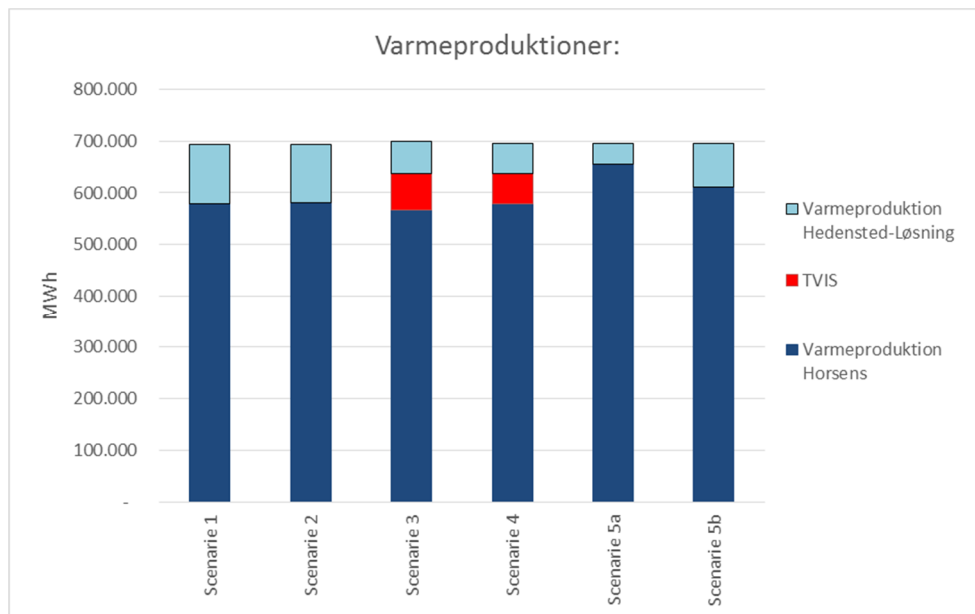
Tabel 1: Oversigt over de seks scenerier i FlexCities2.

Scenarie		Ledning	Ny produktionskapacitet
1	BAU	Ingen	Ingen
2	Lokal produktion	Ingen	Ny fliskedel i Horsens og i Hedensted-Løsning
3	TVIS-ledning	TVIS ⇄ Hedensted ⇄ Horsens	Ingen
4	Ledning syd	TVIS ⇄ Hedensted	Ingen
5a	Ledning nord	Hedensted ⇄ Horsens	Ny fliskedel i Horsens og i Hedensted-Løsning
5b	Ledning nord + Overskudsvarme	Hedensted ⇄ Horsens	Udbygget overskudsvarme: 35 GWh i Horsens (jævn over året) 40 GWh Hedensted (Air Liquid torsdag – søndag)

2 Varmeproduktion

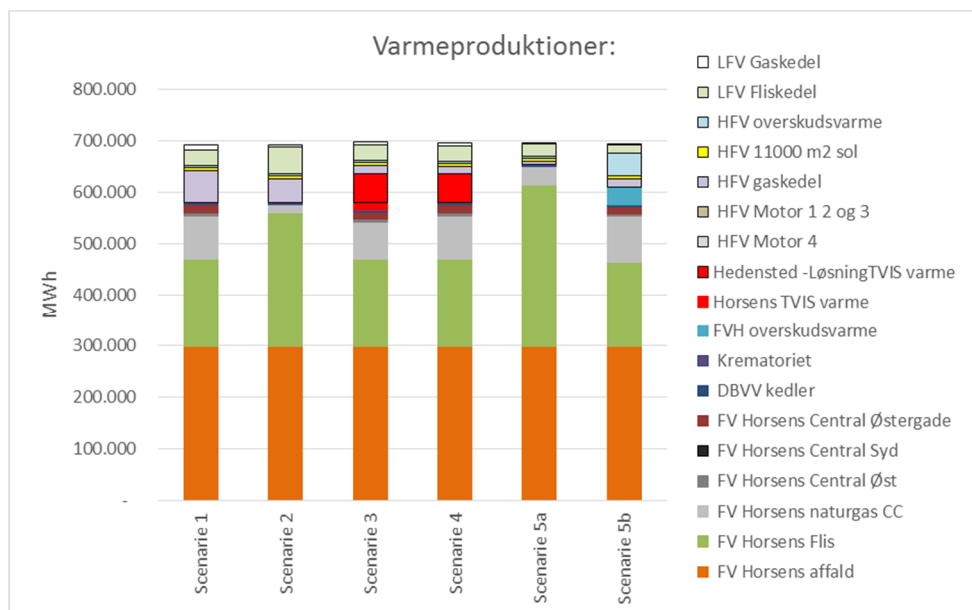
For driftsomkostninger beregnet i energyPRO fremkommer følgende resultater.

Det totale varmebehov i Horsens og Hedensted-Løsning er 692,5 GWh fordelt som vist i Figur 1.



Figur 1: Varmeproduktioner i Horsens og Hedensted-Løsning.

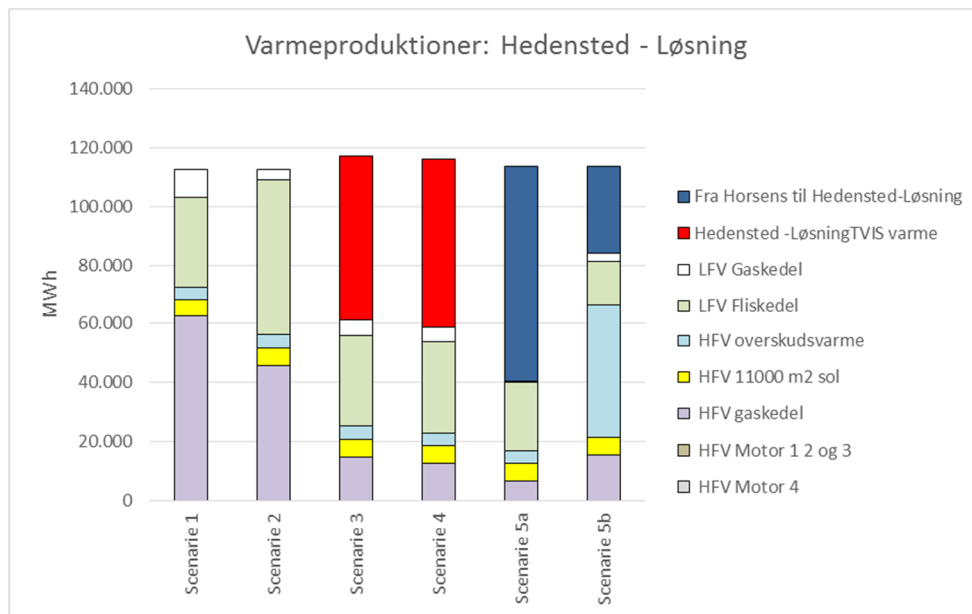
I scenarie 3 leveres der 71 GWh fra TVIS hvoraf 56 GWh bliver afsat i Hedensted-Løsning. I Scenarie 4 leveres der 57 GWh TVIS-varme til Hedensted-Løsning. Varmetabet i transmissionsledningen på ca. 6 GWh dækkes af TVIS varme. Figur 2 viser de årlige varmeproduktioner.



Figur 2: Varmeproduktion i Horsens fremgår med mørke farver, mens varmeproduktion i Hedensted-Løsning fremgår med lysere farver med en sort ramme.

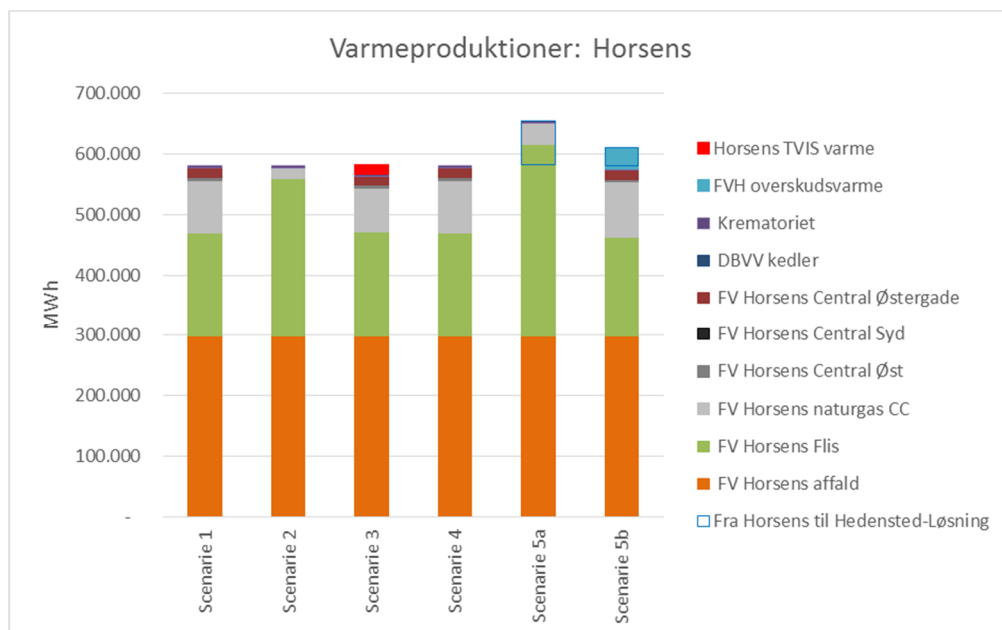
Som det fremgår, af Figur 2 er det hovedsageligt produktion fra naturgaskedler og naturgas CHP enheder, der fortrænges af varmen fra TVIS.

Varmeproduktionen fra Figur 2 er delt op på de to lokaliteter i Figur 3 og Figur 4.



Figur 3: Varmeproduktion i Hedensted-Løsning

I Hedensted-Løsning fortrænges i scenarie 3 50 GWh af varmen fra HFV gaskedel og 4 GWh fra LFV Gaskedel.



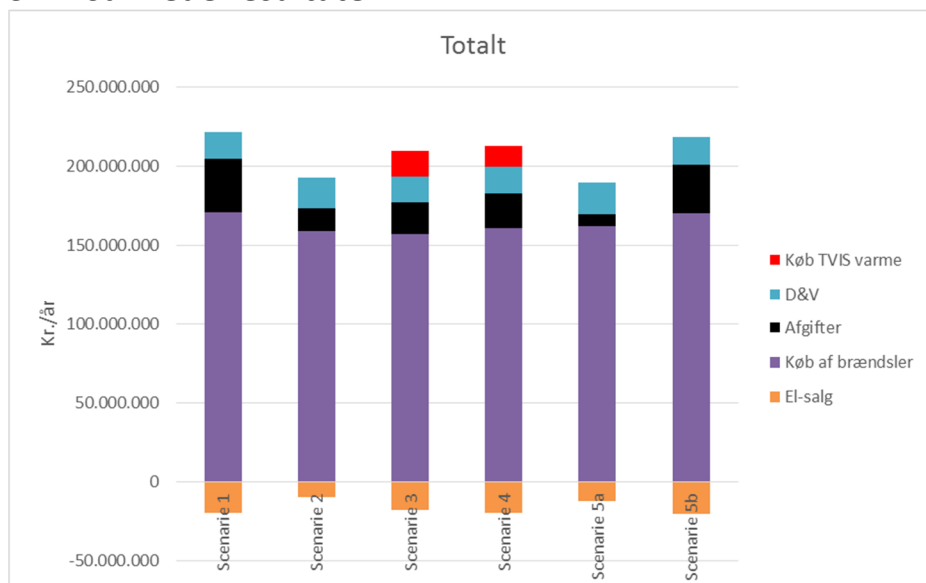
Figur 4: Varmeproduktion i Horsens

I Horsens har affaldsforbrændingen førsteprioritet. Flisvarmen og varmen fra TVIS har stort set samme pris. Derfor fortrænges TVIS-varmen i scenarie 3 primært FV Horsens naturgas CC med 23,4 GWh. Dernæst FV Horsens Central Øst med 2 GWh. Produktionen ved FV Horsens affald stiger marginalt.

3 Økonomi

I dette afsnit beskrives omkostninger til varmeproduktion før finansiering. Desuden vurderes behov for investeringer dels i nye transmissionssystemer dels i ny produktionskapacitet. Eksisterende kapacitet antages at være "sunk cost".

3.1 Samlede resultater



Figur 5: Omkostningsfordeling før finansiering af transmissionsledning.

Besparelser i scenarie 2 og 5 kommer primært af at der købes billigere brændsler. Besparelser i scenarie 3 og 4 kommer primært af at der forbrændes færre MWh brændsler.

Tabel 2: Omkostninger til varmeproduktion og resultat pr. år.

1000 Kr. /år	Scenarie 1	Scenarie 2	Scenarie 3	Scenarie 4	Scenarie 5a	Scenarie 5b
El-salg	-19.499	-9.309	-17.579	-19.503	-11.902	-20.199
Køb af brændsler	170.705	159.404	157.138	161.152	162.134	170.268
Afgifter	33.719	14.087	19.874	21.710	7.650	30.875
D&V	17.300	19.194	16.610	16.763	19.829	17.008
Køb TVIS varme	-	-	15.807	12.801	-	-
Resultat før finansiering	202.225	183.377	191.849	192.924	177.710	197.953
Besparelse før finansiering	-	18.848	10.376	9.301	24.514	4.272

3.2 Investeringer

De årlige besparelser skal finansiere investeringer i transmissionsledninger, fliskedler og/eller overskudsvarme.

Tabel 3: Overslagsbudget for etableringen af transmissionsledninger.

	Investeringsoverslag
Transmissionsledning TVIS ⇔ Hedensted-Løsning	97.210.000 Kr.
Transmissionsledning Hedensted-Løsning ⇔ Horsens	40.570.000 Kr.
Transmissionsledning TVIS ⇔ Hedensted-Løsning ⇔ Horsens	137.659.000 Kr.

Fliskedler kan afskrives over 20 år. Transmissionsledninger kan afskrives over 30-40 år.

Tabel 4: Oversigt over de investeringer der skal finansieres af de årlige besparelser.

	Scenarie 1	Scenarie 2	Scenarie 3	Scenarie 4	Scenarie 5a	Scenarie 5b
Transmissionsledning TVIS ⇔ Hedensted-Løsning			+	+		
Transmissionsledning Hedensted-Løsning ⇔ Horsens			+		+	+
Fliskedel Horsens		+			+	
Fliskedel Hedensted-Løsning		+			+	
Overskudsvarme						+

De indledende beregninger viser en årlig besparelse på at udnytte overskudsvarmen fra TVIS for det samlede system (scenarie 3) på 10,38 mio. kroner. Denne besparelse kan finansiere en investering i ny transmissionsledning på *op til* 229 mio. kroner, hvis afbetaling foregår over 30 år til 2,1% rente. Transmissionsledningen er anslået at koste ca. 137,7 mio. kr.

I scenarie 4 kan den årlige besparelse på 9,3 mio. kr. på samme måde finansiere en ledningsinvestering på op til 205 mio. kr. Transmissionsledningen fra TVIS til Hedensted-Løsning er anslået at koste ca. 97,2 mio. kr.

I scenarie 5a skal overskuddet på 24,5 millioner finansiere *både* en transmissionsledning mellem Hedensted-Løsning og Horsens *og* ny forbrændingskapacitet i Horsens. Transmissionsledningen fra Hedensted-Løsning til Horsens er anslået at koste ca. 40,6 mio. kr.

3.3 Fordeling af økonomi

Eftersom det i scenarie 3 primært er i Hedensted-Løsning at varmeproduktion fortrænges af TVIS varme er det også her den største del af besparelserne (83%) ligger. Dette illustreres i scenarie 4 hvor den sydlige transmissionsledning alene medfører næsten den samme samlede besparelse, og en større besparelse for Hedensted-Løsning isoleret set.

Tabel 5: De årlige besparelser fordelt på områder.

1000 Kr. /år	Scenarie 1	Scenarie 2	Scenarie 3	Scenarie 4	Scenarie 5a	Scenarie 5b
	BAU	Lokal produktion	TVIS-ledning	Ledning syd	Ledning nord	Overskudsvarme
Besparelse	-	18.848	10.376	9.301	24.514	4.272
Besparelse Horsens	-	14.505	1.759	-	14.505	*694
Besparelse Hedensted-Løsning	-	4.343	8.617	9.301	10.009	*3.578

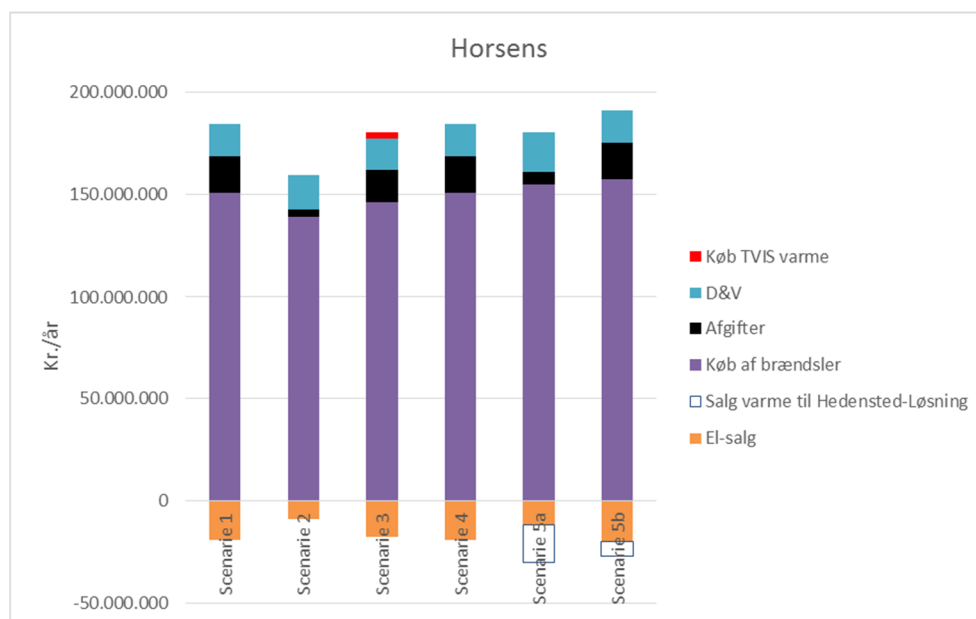
I scenarie 3 er omkostninger til køb af varme fra TVIS fordelt efter varmaftag.

I scenarie 4 er varmeproduktion i Horsens forudsat samme som i scenarie 1 BAU.

I scenarie 5a er omkostninger for merproduktion i Horsens der sendes syd til Hedensted-Løsning lagt til Horsens Fjernvarme, således at resultatet i Horsens er det samme i scenarie 2 og 5a.

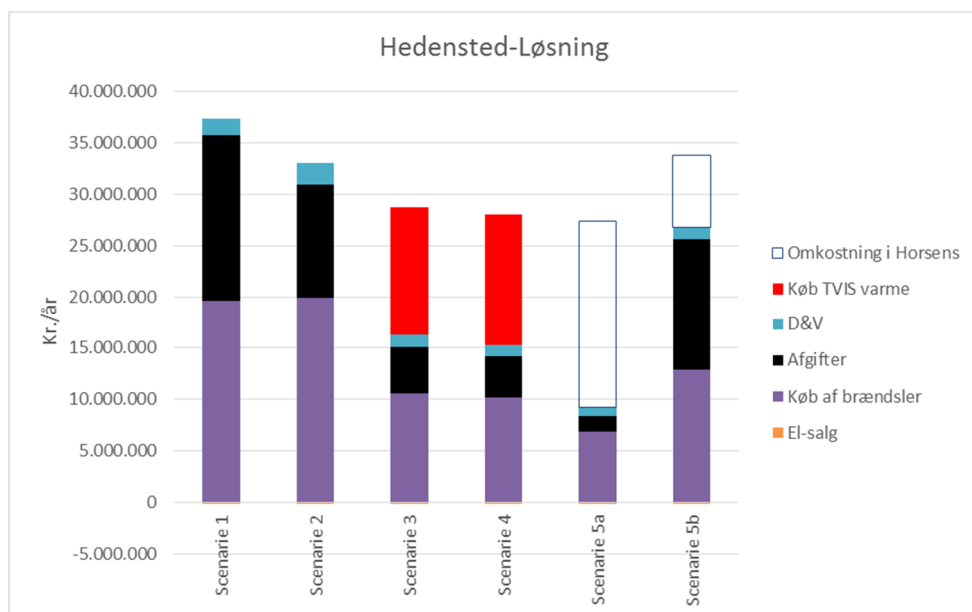
*I scenarie 5b er fordelingen ved etablering af projektet fordelt proportionalt efter varmesalg.

I figurerne herunder vises konsekvenser af denne fordeling af omkostninger for hhv Horsens og Hedensted-Løsning. Omkostninger til finansiering af transmissionsledning, fliskedler eller overskudsvarme indgår ikke



Figur 6: Omkostningsfordeling i Horsens før finansiering af transmissionsledning.

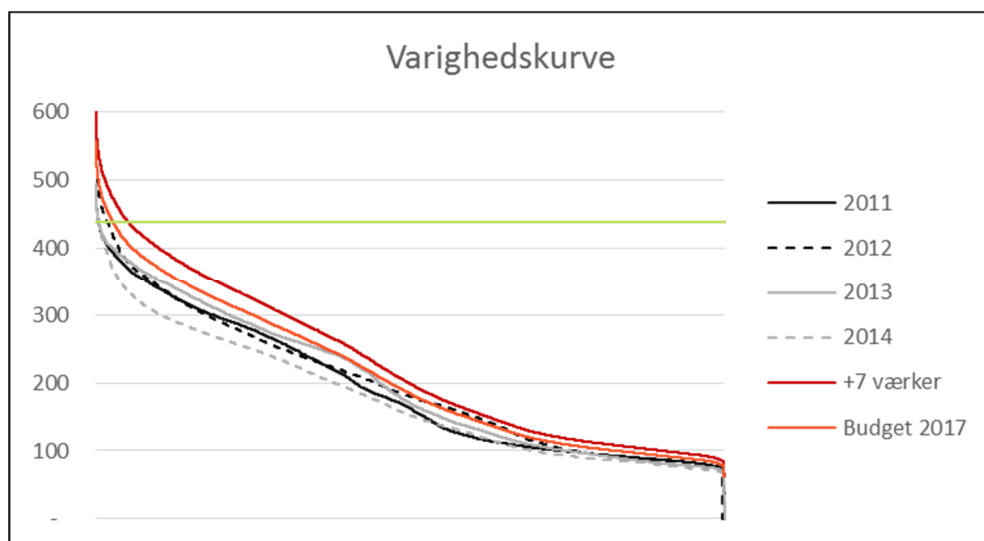
Salg af varme fra Horsens til Hedensted-Løsning er illustreret ved negativ omkostning på samme måde som salg af el. Det samme beløb fremgår som køb af varme i Hedensted-Løsning som vist i figuren under.



Figur 7: Omkostningsfordeling i Hedensted-Løsning før finansiering af transmissionsledning.

4 Varmebehov

Varmebehovet i TVIS systemet ligger til grund for at beregne den ledige kapacitet der kan sendes nord til Hedensted-Løsning og Horsens. Varmebehovet bygger på målte effekter fra 2011-2014 og fremskrevne til budgettal for 2017 med et tillæg af varmebehov i syv potentielle varmegærker i TVIS-kommuner.



Figur 8: Varighedskurve for varmebehov i TVIS.

5 Hydrauliske forhold

5.1 Varmeleverance

Den effekt som kan leveres til FlexCities2 bestemmes af produktionskapaciteten, effektbehovet, de hydrauliske forhold i ledningsnettet og de temperaturmæssige forhold mellem produktionsenhederne.

Varmeleverancerne fra TVIS til FlexCities2 er forbundet med nogle øgede omkostninger, set i forhold til referencen. Det er blandt andet energiforbruget til pumpearbejder, energi til varmetab, samt fremløbstemperaturens eventuelle indflydelse på virkningsgrader i forhold til produktionen.

På baggrund af varighedskurven, er det på timebasis beregnet, hvilken effekt der er til rådighed for FlexCities2. Indledende beregninger har vist, at det er muligt at sende op til ca. 50 MW fra TVIS til Hedensted-Løsning og Horsens, hvis ledningen fra TVIS er DN350. Efterfølgende beregninger har indikeret at optimum for varmeleverance, sammenholdt med investeringsomkostninger, opnås med en lidt mindre dimension. Ved leverance til både Hedensted-Løsning og Horsens regnes der med en DN250 fra TVIS til Hedensted-Løsning og en DN200 fra Hedensted-Løsning til Horsens. Hvor leverancen sker fra TVIS til Hedensted-Løsning eller fra Horsens til Hedensted-Løsning regnes der med en DN200.

5.2 Varme fra TVIS

Der er vurderet på en samlet varmepris, som består af produktionsprisen og de forøgede driftsomkostninger der er, ved at sende varme fra TVIS til FlexCities2.

Den primære varme som leveres ind i TVIS' transmissionsnet kommer fra Shell, Skærbækværket og Energnist. Da fremløbstemperaturen for de 3 leverandører kan være forskellige, vil fremløbstemperaturen i nettet variere alt efter hvordan effektfordelingen er mellem de 3 leverandører. Det forudsættes at fremløbstemperaturen er konstant fra Energnist og Shell og at fremløbstemperaturen kan varieres fra Skærbækværket.

Ved varmeleverance fra TVIS regnes der med en varmepris (inklusiv leverance omkostninger) på 62 kr./GJ. Varmeprisen er den officielle variable varmepris for 2018, og er beregnet på baggrund af et budget år. Da varmeleverancen til FlexCities2 sker uden for spids- og reservelast, kan varmeprisen muligvis blive lavere. En endeligt fastsættelse af varmeprisen til FlexCities2, vil dog kræve yderligere undersøgelse og afklaring i TVIS systemet.

5.3 Varme fra Horsens

Ved varmeleverance fra Horsens til Hedensted-Løsning forudsættes det, at den planlagte forsyningsledning fra Horsens havn til det sydlige Horsens etableres, som hidtil planlagt. Det forventes at ledningen dimensioneres for en samlet effekt på 37,5 MW fordelt i den sydlige del af Horsens. Den yderste del af ledningen forventes at blive en DN200. Det er beregnet, at omkostningerne til pumpeenergien gennemsnitligt øges med 2,3 kr./GJ for den varme der leveres til Hedensted-Løsning.

5.4 Forudsætninger

Kapaciteten for ledningerne er beregnet ud fra en trykgradient på maksimalt 100 pa/m. Fremløbstemperaturen varierer over året. Ved leverance fra TVIS regnes der med en fremløbstemperatur i intervallet 100-110 °C. Ved leverance fra Horsens regnes der med en fremløbstemperatur i intervallet 85-105 °C. Returtemperaturen sættes til 42 °C. Der regnes med en pumpevirkningsgrad på 75 % og en el-pris på 80 øre/kWh, når energiafgifterne er fratrasket.

Varmetabet tillægges særskilt i energyPRO som en del af omkostningsberegningerne.

6 Simuleringer

6.1 Metode

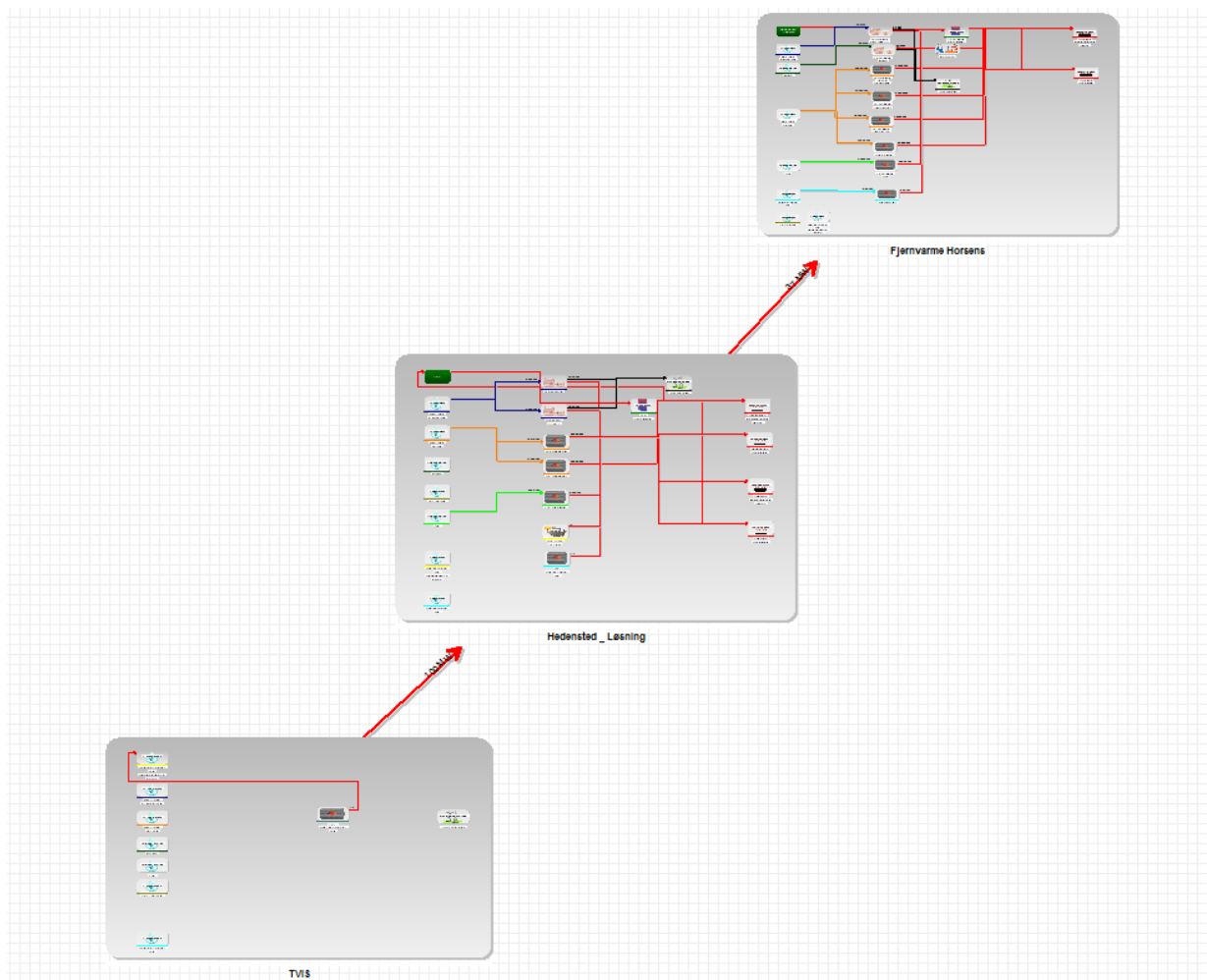
Beregningerne for forsyningsnettet mellem de før nævnte lokaliteter er foretaget i simuleringssprogrammet energyPRO. energyPRO optimerer driften på de inkluderede enheder time for time. Som driftsstrategi er benyttet "Minimer netto-produktionsomkostninger" (NPO). Dvs. at behovet altid dækkes af de billigste enheder først.

Transmissionsledningerne og den valgte driftsstrategi betyder også, at modellen ikke begrænses af Varmeforsyningslovens bestemmelser om brændselsvalg og krav om samfundsøkonomisk rentabilitet.

energyPRO inkluderer variable omkostninger som drift og vedligehold, brændselsudgifter og afgifter. Selskabsøkonomien med investeringer kan efterfølgende beregnes i et regneark når fordelingsspørgsmålet er afklaret i fase 2. Der er antaget fælles forudsætninger for brændselspriser på naturgas og flis som et gennemsnit af de samfundsøkonomiske brændselspriser i en 20-årig periode frem til 2035, se mere i Bilag A for fælles forudsætninger. Priser på overskudsvarme er oplyst i hvert tilfælde. Øvrige fælles forudsætninger som el-afregningspriser, varmebehovsprofiler og afgifter fremgår i afsnit 2.

I energyPRO simuleres driften for et år. De varmeproducerende enheder er placeret på tre forskellige lokaliteter, se Figur 9:

- 1 Fjernvarme Horsens
- 2 Hedensted-Løsning
- 3 TVIS



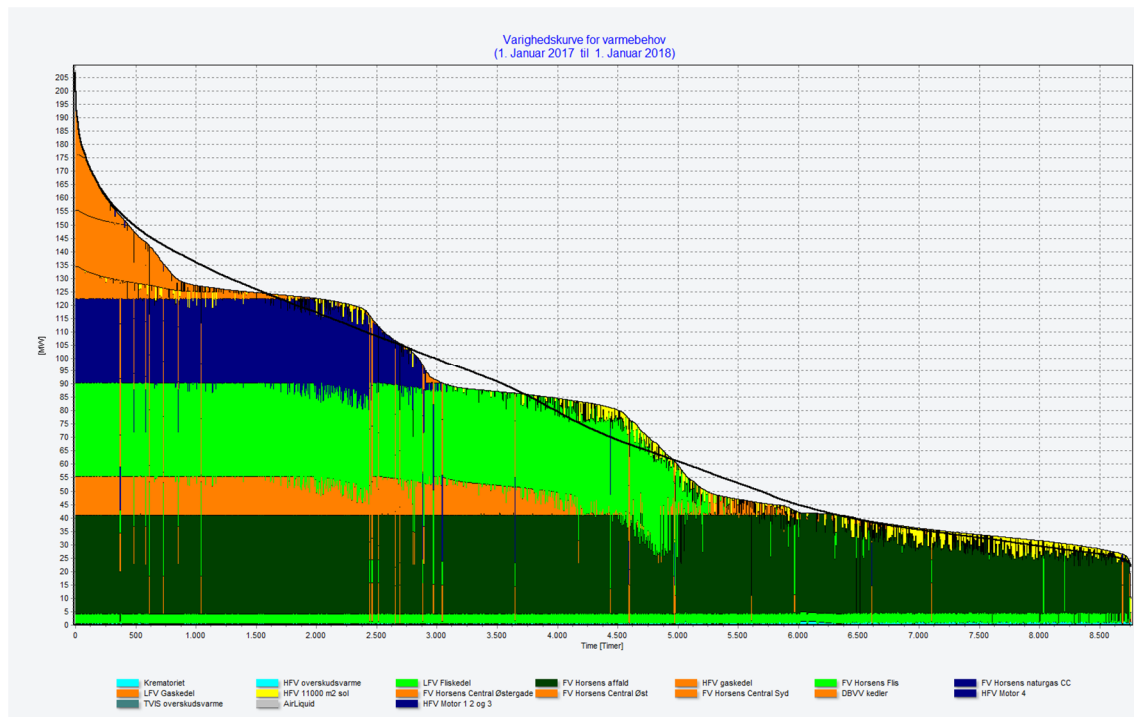
Figur 9: Overblik over opsætningen i energyPRO.

Lokaliteten for Fjernvarme Horsens kommer til at inkludere Dagnæs-Bækkelund, Horsens Varmeværk, Horsens Kraftvarmeværk og Affaldsforbrændingen.

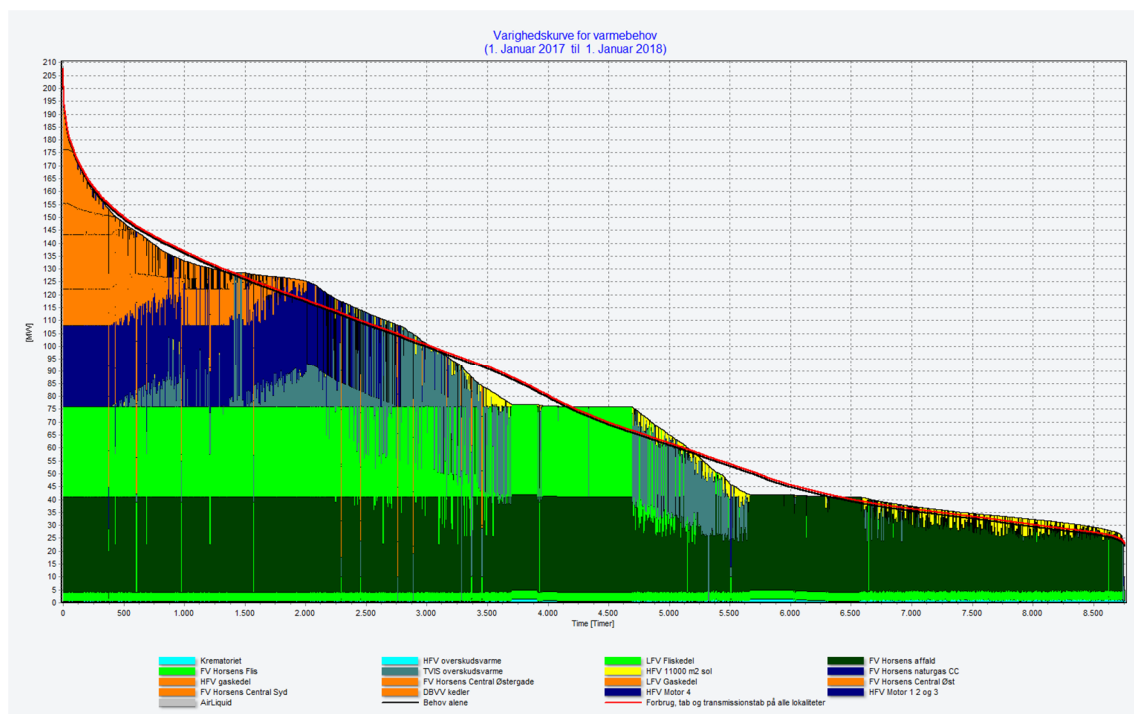
I forbindelse med konvertering er der godkendt 60 MW biomasse, hvoraf 30 MW etableres i første omgang.

6.2 Produktionsfordeling, brændselsforbrug og CO₂ emissioner

Nedenfor vises produktionsfordelingerne i scenarie 1 og scenarie 3 for de samlede system



Figur 10: Varighedskurve for Scenarie 1.



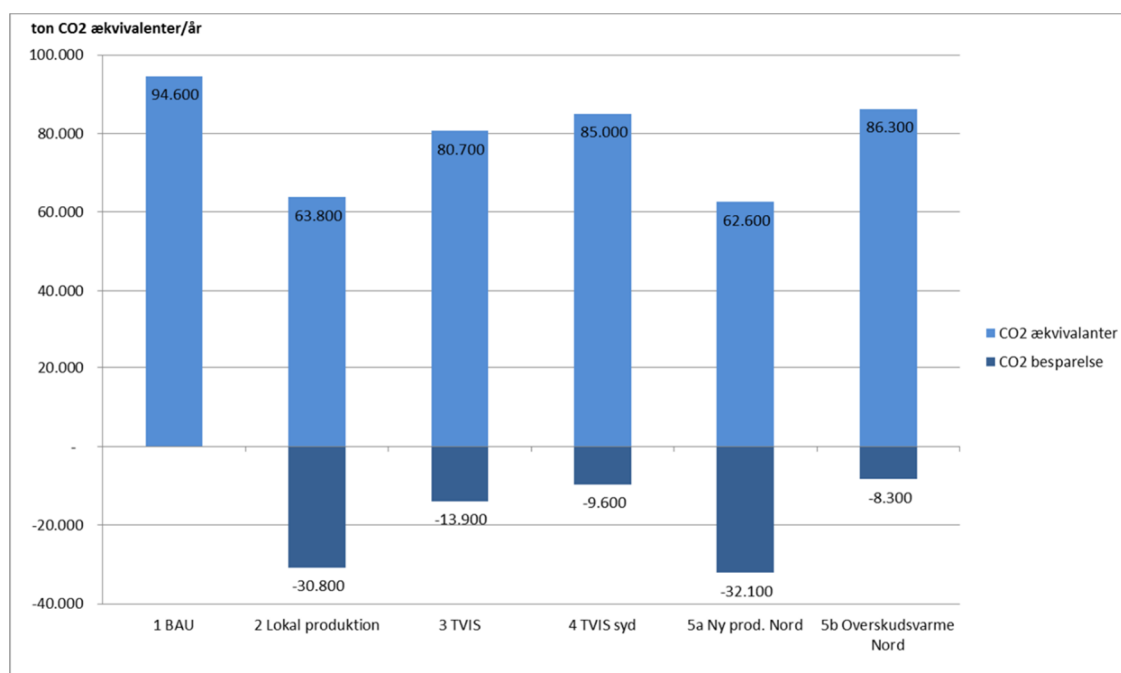
Figur 11: Varighedskurve for Scenarie 3.

Med baggrund i produktionsfordelingerne beregnes brændselsforbruget i scenarierne således som det fremgår af tabel 6 og brændselsforbrug er efterfølgende udgangspunktet for at beregne CO₂ emissionerne således som illustreret i figur 12.

Tabel 6: Brændselsinput

Scenarie		Affald	Combined Cycle, NG	Naturgas motorer	Naturgas kedler	Fliskedler
1 BAU	MWh/år	321.974	154.875	69	88.996	189.605
2 Lokal produktion	MWh/år	321.974	29.878	5	47.069	295.360
3 TVIS	MWh/år	322.747	131.036	93	38.217	190.219
4 TVIS syd	MWh/år	321.974	154.875	93	37.587	189.686
5a Ny prod. Nord	MWh/år	322.064	61.934	5	7.700	317.141
5b Overskudsvarme	MWh/år	322.530	163.271	34	36.372	167.544

El-forbrug på eventuelle varmepumper til overskudsvarme er IKKE inkluderet
El-produktion er ikke inkluderet



Figur 12: CO₂ emissioner

7 Bilag

Bilag A EnergyPRO input og forudsætninger

Fælles forudsætninger

I de følgende afsnit gennemgås de forudsætninger, der er fælles for simuleringen af Fjernvarme Horsens, Hedensted-Løsning Varmeværker, samt sammenkoblingen med leverance fra TVIS.

El-priser

Alle el-producerende enheder afregner efter same el-priser. El-priserne er oplyst af Fjernvarme Horsens og fremgår i kr./MWh på månedsbasis.

NEAS elpris kurver			
	Symbol:NEAS	[kr./MWh]	
	Gennemsnit	Minimum	Maksimum
Januar, 2017	186,11	186,11	186,11
Februar, 2017	198,64	198,64	198,64
Marts, 2017	178,36	178,36	178,36
April, 2017	184,66	184,66	184,66
Maj, 2017	182,81	182,81	182,81
Juni, 2017	185,92	185,92	185,92
Juli, 2017	147,17	147,17	147,17
August, 2017	180,55	180,55	180,55
September, 2017	177,85	177,85	177,85
Oktober, 2017	178,07	178,07	178,07
November, 2017	176,07	176,07	176,07
December, 2017	162,7	162,7	162,7

Brændselspriser

Der benyttes samfundsøkonomiske brændselspriser an værk. Pr. april 2016 ses følgende priser, hvor gennemsnitsprisen for årene 2016 – 2035 benyttes i energyPRO simuleringerne:

	2016	2035	Gennemsnit
Naturgas an værk (11 kWh/m ³)	1,58 kr./m ³	2,56 kr./m ³	2,05 kr./m ³
Flis an værk	48,91 kr./GJ	55,76 kr./GJ	52,01 kr./GJ

Pris på overskudsvarme

Priser for overskudsvarme varierer for hver lokalitet i forhold til de faktiske priser, der oplyses af værkerne.

Priser på overskudsvarme fremgår under hver værk.

Transmissionsledninger og varmetab

I energyPRO simuleres følgende transmissioner:

TVIS → Hedensted-Løsning

Hedensted-Løsning → Horsens

Varmetransmissionerne simuleres således, at der kun kan transmitteres mod nord, i de scenarier, hvor TVIS varme indgår. På transmissionerne begrænses den maksimale transmission til de beregnede dimensioner eller af den transmitterede effekt fra TVIS, da denne begrænsning er indregnet i en effekttidsserie. Denne effekttidsserie indeholder den ledige effekt fra TVIS på timebasis. De hydrauliske forhold er beskrevet tidligere i Afsnit 4.

Varmebehovsprofil

På baggrund af den givne behovsprofil er der fundet en maksimal forbrugseffekt. Denne er for hvert behov ganget på den relative varmeeffektkurve, hvorved varmebehovet på timebasis fremkommer over året.

Der benyttes følgende varmebehov samt maksimale og minimums effekter:

Behov	Årligt varmebehov	Max eff. – Min. Eff.
Hedensted eks. behov	50.000 MWh/år	14,9 MW – 1,6 MW
Hedensted udvidelser	25.000 MWh/år	7,5 MW – 0,8 MW
Løsning eks. behov	25.000 MWh/år	7,5 MW – 0,8 MW
Løsning udvidelser	12.500 MWh/år	3,7 MW – 0,4 MW
Horsens eks. behov	340.000 MWh	101,6 MW – 10,8 MW
Horsens udvidelser	240.000 MWh	71,7 MW – 7,6 MW

Afgifter

Der benyttes gældende afgifter pr. 1. juli – 31. december 2016. For naturgasmotorer indregnes refusion efter E-formel og CO₂ kompensation. Naturgaskedler hos Fjernvarme Horsens på over 20 MW er fritaget for CO₂-afgift. Der benyttes således følgende afgifter:

Naturgaskedler:

Energi-afgift	2,175 kr./Nm ³
CO ₂ -afgift	0,387 kr./Nm ³
NOx-afgift	0,028 kr./Nm ³

Naturgasmotorer:

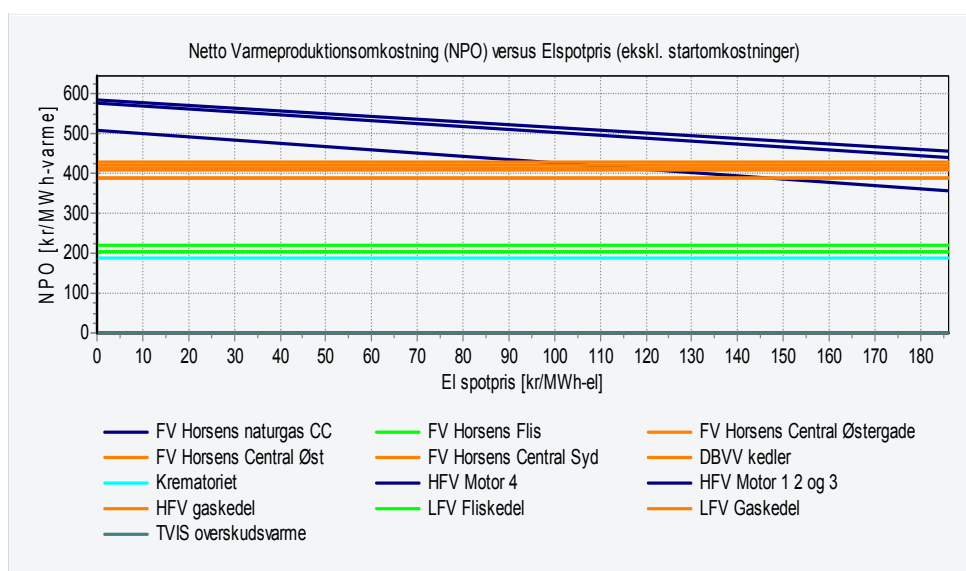
Energi-afgift	2,175 kr./Nm ³
CO ₂ -afgift	0,387 kr./Nm ³
NOx-afgift	0,028 kr./Nm ³
Metan-afgift	0,067 kr./Nm ³

Fliskedler:

NOx-afgift	0,5 kr./GJ
------------	------------

Driftsstrategi

Som tidligere nævnt prioriterer energyPRO varmereproduktion på den enhed med laveste varmereproduktionspris. På Figur 12 ses den beregnede driftsstrategi for de enheder, der indgår. Varmeproduktionen i kr./MWh produceret varme ses på figuren som funktion af el-spotprisen; derfor indgår kedler med en konstant varmereproduktionspris, men enheder, der også producerer el har en faldende varmereproduktionspris med stigende el-afregningspriser.



Figur 12: Beregnet driftsstrategi i energyPRO, Scenarie 1.

På Figur 12 kan aflæses enhedernes varmereproduktionspriser. Det ses, at naturgaskedlerne ligger med en varmereproduktionspris på omkring 400 kr./MWh. Nogle af kedlerne ligger på varmereproduktionspriser på lidt over 400 kr./MWh – dette skyldes, at disse naturgaskedler har en lavere virkningsgrad end de øvrige. Et par enkelte naturgaskedler ligger under 400 kr./MWh – dette er de to kedler hos Fjernvarme Horsens; Central Øst og Central Østergade, hvor de to naturgaskedler er over 20 MW og derfor ikke betaler CO₂-afgift.

Af figuren for driftsstrategien ses også, at fliskedlerne ligger med varmereproduktionspriser omkring 200 kr./MWh.

Som en del af driftsstrategien i energyPRO indgår om enhederne kan producere dellast og om de kan producere til lager. Der er valgt følgende "indstillinger", som ses på Figur 13.

Driftsstrategi

☒ Minimer netto produktionsomkostninger (NPO)
☐ Brugerdefineret driftsstrategi

Netto varmeproduktionsomkostning Opsætning, energienheder

Produktionsenhed (eller el. behov)	Produktion til varmelager tilladt	Transmission til andre lokaliteter tilladt	Dellast tilladt	El-marked	Valgt prioritet i driftsstrategi
FV Horsens affald	☐	☐	☒	Spot	Høj
FV Horsens naturgas CC	☒	☐	☒	Spot	Beregnet
FV Horsens Flis	☒	☐	☒		Beregnet
FV Horsens Central Østergade	☐	☐	☒		Beregnet
FV Horsens Central Øst	☐	☐	☒		Beregnet
FV Horsens Central Syd	☐	☐	☒		Beregnet
DBVV kedler	☐	☐	☒		Beregnet
Krematoriet	☒	☐	☐		Beregnet
AirLiquid	☐	☐	☒		Beregnet
HFV Motor 4	☒	☐	☐	Spot	Beregnet
HFV Motor 1 2 og 3	☒	☐	☐	Spot	Beregnet
HFV gaskedel	☐	☐	☒		Beregnet
HFV 11000 m2 sol	☒	☐	☒		Høj
HFV overskudsvarme	☒	☐	☐		Høj
LFV Fliskedel	☒	☐	☒		Beregnet
LFV Gaskedel	☐	☐	☒		Beregnet
TVIS overskudsvarme	☒	☒	☒		Beregnet

Figur 13: Opsætning af enheder i energyPRO.

El-produktionsenhederne sælger alle el på samme spotmarked. El-prisen er prissat efter el-priskurven vist i afsnit 2.1.1.

De fleste enheder er sat som "beregnet", hvilket betyder at de prioriteres efter laveste varmeproduktionspris til dækning af varmebehovet.

Affaldsforbrændingen i Horsens er sat ind med høj prioritet for at sikre, at enheden ligger som grundlast. Det er ligeledes tilfældet for sol-produktionen og overskudsvarmen i Hedensted.

Som det også er beskrevet i afsnit 2.1.4 for transmissioner, er det kun varmeproduktionen i TVIS, der kan sendes nord på mod Hedensted-Løsning og videre til Horsens.

Hedensted Fjernvarme

	FlexCities2						
Produktionsenheder og lager	HFV naturgaskedel		Brændsel	Varme [kW]	El [kW]		
			13.570	14.250	105%		
	Minimum køretid		1 timer		Dellast	OK	
	Drift og vedligehold		10 kr./MWh				
	Varmeproduktionspris		410 kr./MWh				
	HFV Motor 1, 2 og 3		Brændsel	Varme [kW]	El [kW]		
			3.800	2.000	52,6%	1.400	38,7%
	Minimum køretid		1 timer		Dellast	Nej	
	Drift og vedligehold		45 kr./MWh el				
	Varmeproduktionspris		586 kr./MWh ved el spotpris på 0				
	HFV Motor 4		Brændsel	Varme [kW]	El [kW]		
			4.960	2.600	52,4%	1.920	38,7%
	Minimum køretid		1 timer		Dellast	Nej	
	Drift og vedligehold		45 kr./MWh el				
	Varmeproduktionspris		578 kr./MWh ved el spotpris på 0				
	HFV 11.000 m2 solvarmeanlæg						
	Årlig produktion: ca. 6.100 MWh						
	Drift og vedligehold: 6 kr./MWh						
	HedenstedLøsning overskudsvarme				Symbol:HLO		
	Effekter [MW]	Gen.snit	Min.	Maks.			
	Januar, 2017	0,212	0,212	0,212			
	Februar, 2017	0,185	0,185	0,185			
	Marts, 2017	0,223	0,223	0,223			
	April, 2017	0,125	0,125	0,125			
	Maj, 2017	0,168	0,168	0,168			
	Juni, 2017	0,519	0,519	0,519			
	Juli, 2017	0,667	0,667	0,667			
August, 2017	0,937	0,937	0,937				
September, 2017	1,057	1,057	1,057				
Oktober, 2017	1,061	1,061	1,061				
November, 2017	0,524	0,524	0,524				
HFV varmelager							
Nettovolumen:	5.200 m3						
Kapacitet:	265 MWh						
Køb af varme	295 kr./MWh						

Løsning Fjernvarme

	FlexCities2			
Produktionsenheder og lager	LFV naturgaskedel	Brændsel	Varme [kW]	El [kW]
		11.500	12.000	104,3%
	Minimum køretid	1 timer		Dellast OK
	Drift og vedligehold	10 kr./MWh		
	Varmeproduktionspris	412,5 kr./MWh		
	LFV Fliskedel	Brændsel	Varme [kW]	El [kW]
		3.500	3.500	100,0%
	Minimum køretid	1 timer		Dellast OK
	Drift og vedligehold	30 kr./MWh		
	Varmeproduktionspris	219 kr./MWh		

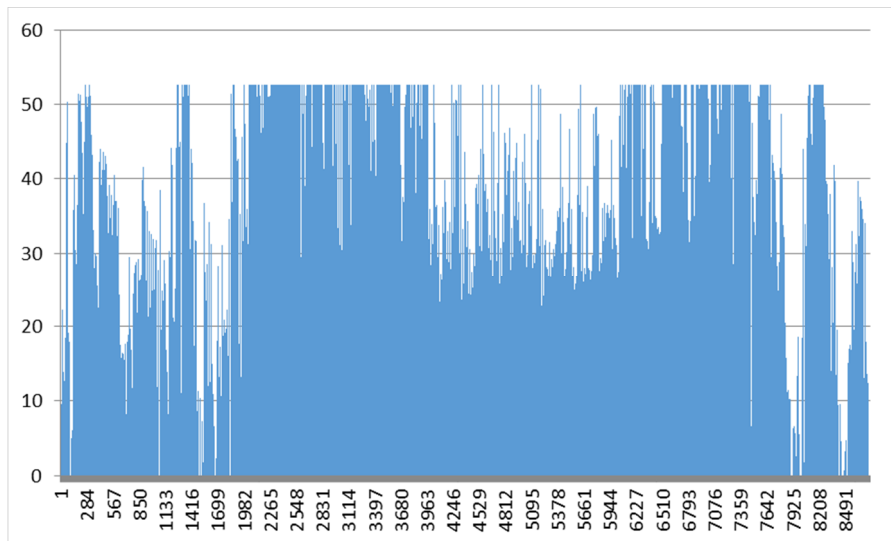
Fjernvarme Horsens

For affaldsforbrændingen hos Fjernvarme Horsens, er der oplyst forskellige el-kapaciteter i sommer og vinterhalvåret. Derfor indgår en el-kapacitet på 7 MW i sommerhalvåret og en el-kapacitet på 3 MW i vinterhalvåret.

	FlexCities2					
Produktionsenheder og lager	FV Horsens Affald					
	Brændsel	Varme [MW]	El [MW]			
	40	37	92,5%	EA()*		
	Minimum køretid	3 timer	Dellast	OK		
	Drift og vedligehold	30 kr./MWh				
	Varmeproduktionspris	325 kr./MWh				
	*El-effekt Affald Symbol:EA					
	Effekt [MW]	Gen.snit	Min.	Maks.		
	Januar, 2017	3	3	3		
	Februar, 2017	3	3	3		
	Marts, 2017	3	3	3		
	April, 2017	7	7	7		
	Maj, 2017	7	7	7		
	Juni, 2017	7	7	7		
	Juli, 2017	7	7	7		
	August, 2017	7	7	7		
	September, 2017	7	7	7		
	Oktober, 2017	3	3	3		
	November, 2017	3	3	3		
	FV Horsens naturgas CC					
	Brændsel	Varme [MW]	El [MW]			
	58	32	55,2%	26	44,8%	
	Minimum køretid	3 timer	Dellast	OK		
	Drift og vedligehold	18,625 kr./MWh el	Fra Teknologikatalog			
	Varmeproduktionspris	508 kr./MWh				
	FV Horsens Fliskedel					
	Brændsel	Varme [kW]	El [kW]			
	32.400	35.000	108,0%			
	Minimum køretid	1 timer	Dellast	OK		
	Drift og vedligehold	30 kr./MWh				
	Varmeproduktionspris	205 kr./MWh				
	FVH Central Øst					
	Brændsel	Varme [kW]	El [kW]			
	20.600	21.000	101,9%			
	Minimum køretid	1 timer	Dellast	OK		
	Drift og vedligehold	10 kr./MWh				
	Varmeproduktionspris	387,5 kr./MWh				

	FVH Central Østergade	Brændsel	Varme [kW]	El [kW]
		20.600	21.000	101,9%
	Minimum køretid	1 timer		Dellast OK
	Drift og vedligehold	10 kr./MWh		
	Varmeproduktionspris	387,5 kr./MWh		
	FVH Central Syd	Brændsel	Varme [kW]	El [kW]
		14.905	15.200	102,0%
	Minimum køretid	1 timer		Dellast OK
	Drift og vedligehold	10 kr./MWh		
	Varmeproduktionspris	422 kr./MWh		
	DBVV naturgaskedler	Brændsel	Varme [kW]	El [kW]
		25.300	25.300	100,0%
	Minimum køretid	1 timer		Dellast OK
	Drift og vedligehold	10 kr./MWh		
	Varmeproduktionspris	430 kr./MWh		
	Krematoriet	Overskudsvarme		400 kW
	FV Horsens varmelager			
	Nettovolumen:	8.000 m3		
	Kapacitet:	403 MWh		
Køb af varme	Køb af varme fra Krematoriet: 180 kr./MWh D&V: 10 kr./MWh			

TVIS

	FlexCities2																																																								
Produktionsenheder	TVIS inkluderes i energyPRO på en lokalitet for sig, men indgår ikke med det samlede TVIS produktionssystem. Overskudsvarmen fra TVIS simuleres i beregningerne vha. af en tidsserie på timebasis for ledig kapacitet fra TVIS. De gennemsnitlige værdier fremgår i følgende tabel: <table><tr><td>TVIS kapacitet</td><td colspan="3">Symbol:TVIS</td></tr><tr><td>Effekt [MW]</td><td>Gen.snit</td><td>Min.</td><td>Maks.</td></tr><tr><td>Januar, 2017</td><td>26,8</td><td>-</td><td>52,6</td></tr><tr><td>Februar, 2017</td><td>24,8</td><td>-</td><td>52,6</td></tr><tr><td>Marts, 2017</td><td>20,4</td><td>-</td><td>52,6</td></tr><tr><td>April, 2017</td><td>43,7</td><td>-</td><td>52,6</td></tr><tr><td>Maj, 2017</td><td>42,2</td><td>21,5</td><td>52,6</td></tr><tr><td>Juni, 2017</td><td>36,2</td><td>19,5</td><td>52,6</td></tr><tr><td>Juli, 2017</td><td>29,4</td><td>14,7</td><td>52,6</td></tr><tr><td>August, 2017</td><td>28,9</td><td>11,6</td><td>52,6</td></tr><tr><td>September, 2017</td><td>35,7</td><td>19,4</td><td>52,6</td></tr><tr><td>Oktober, 2017</td><td>44,3</td><td>2,4</td><td>52,6</td></tr><tr><td>November, 2017</td><td>30,3</td><td>-</td><td>52,6</td></tr><tr><td>December, 2017</td><td>24,4</td><td>-</td><td>52,6</td></tr></table> På grafen ses den ledige kapacitet hos TVIS på årsbasis: 	TVIS kapacitet	Symbol:TVIS			Effekt [MW]	Gen.snit	Min.	Maks.	Januar, 2017	26,8	-	52,6	Februar, 2017	24,8	-	52,6	Marts, 2017	20,4	-	52,6	April, 2017	43,7	-	52,6	Maj, 2017	42,2	21,5	52,6	Juni, 2017	36,2	19,5	52,6	Juli, 2017	29,4	14,7	52,6	August, 2017	28,9	11,6	52,6	September, 2017	35,7	19,4	52,6	Oktober, 2017	44,3	2,4	52,6	November, 2017	30,3	-	52,6	December, 2017	24,4	-	52,6
TVIS kapacitet	Symbol:TVIS																																																								
Effekt [MW]	Gen.snit	Min.	Maks.																																																						
Januar, 2017	26,8	-	52,6																																																						
Februar, 2017	24,8	-	52,6																																																						
Marts, 2017	20,4	-	52,6																																																						
April, 2017	43,7	-	52,6																																																						
Maj, 2017	42,2	21,5	52,6																																																						
Juni, 2017	36,2	19,5	52,6																																																						
Juli, 2017	29,4	14,7	52,6																																																						
August, 2017	28,9	11,6	52,6																																																						
September, 2017	35,7	19,4	52,6																																																						
Oktober, 2017	44,3	2,4	52,6																																																						
November, 2017	30,3	-	52,6																																																						
December, 2017	24,4	-	52,6																																																						
Køb af varme	Varmeprisen på den leverede varme fra TVIS er hovedsageligt baseret på en varmepris og en leveringsomkostning. I energyPRO indgår den samlede pris på timebasis i kr./MWh. Se månedlig tabel på den følgende side....																																																								

TVIS varmepris	Symbol:TVP		
Pris [kr./MWh]	Gen.snit	Min.	Maks.
Januar, 2017	287	267	310
Februar, 2017	290	266	309
Marts, 2017	292	252	321
April, 2017	266	234	302
Maj, 2017	250	233	281
Juni, 2017	245	234	281
Juli, 2017	239	233	262
August, 2017	239	232	267
September, 2017	244	233	281
Oktober, 2017	257	237	303
November, 2017	286	248	346
December, 2017	296	262	1.239
Hele perioden	266	232	1.239

En graf for varmeprisen på timebasis over året ses på den følgende graf:

