

HL/30 september 2009

Frederikshavn EnergiBy version 3

Dette notat beskriver version 3 af visionen for Frederikshavn EnergiBy 2015.

Ift. version 2 (Præsenteret og beskrevet i notat i forbindelse med Energiugen 3-5 november 2008) er der foretaget følgende ændringer:

1. Det nuværende affalds-kraft/varme-værk opretholdes frem til år 2015 med en produktion svarende til år 2007, dvs. en affaldsmængde på 112 GWh omsættes til netto 17 GWh el og 79 GWh varme. Dette skal sammenlignes med ver2, hvor der var forudsat et nyt affalds k/v anlæg med en årlig affaldsmængde på 185 GWh resulterende i en el-produktion på 43 GWh og en fjv-produktion på 118 GWh.
2. Der gennemføres el-besparelser svarende til 15% reduktion i det samlede el-forbrug, hvorved elforbruget reduceres fra 164 GWh til 140 GWh.
3. Der gennemføres varme-besparelser svarende en 25% reduktion i nettovarmebehovet svarende til følgende reduktioner i behovene:

25% reduktion i boligernes nettovarmebehov i ver3	Version 2	Version 3
Nettovarmebehov i fjv-områder efter omlægning til fjv:	236 GWh	177 GWh
Individuel opvarmning	8 GWh	6 GWh

Med disse ændringer er gennemregnet de samme alternativer som i ver2:

I alle alternativer indgår et affaldskraftvarmeværk der tilføres 112 GWh affald. Ift. dette udgangspunkt er der gennemregnet hhv. et scenario uden geotermi (Plan A) og et med geotermi (Plan B). I første tilfælde er indregnet en varmepumpe, der med en COP=3 omsætter 20 GWh el til 60 GWh fjernvarme. I sidste tilfælde er der indregnet en varmeproduktion fra geotermi på 75 GWh.

Det skal bemærkes, at der i ver3 var regnet med at varmekilden til varmepumpen var røggaskondensering fra det nye affaldskraftvarmeværk. Her forudsætter beregningerne således, at der findes en anden varmekilde, eller at det kan lade sig gøre at tilføje røggaskondensering på det gamle anlæg.

Det skal ligeledes bemærkes at geotermi forudsætter tilført damp til drift af absorptionsvarmepumpen, og at dette i ver2 var integreret i det nye affaldskraftvarmeværk. Dette alternativ er alligevel medtaget i de efterfølgende udregninger aht. Sammenligningen.

For de to scenarier er der gennemregnet 3 varianter. I den første variant (Basis) er der regnet med et biogasanlæg på 150 GWh (23 mio.ton/år) og i det næste (Biogas+) med et der er halvanden gang så stor 225 GWh. I det tredje er der regnet med 150 GWh biogas i kombination med elektrolyse af den mængde metanol og/eller brint der skal anvendes i transportsektoren, dvs. 61 GWh metanol produceres vha. 87 GWh el.

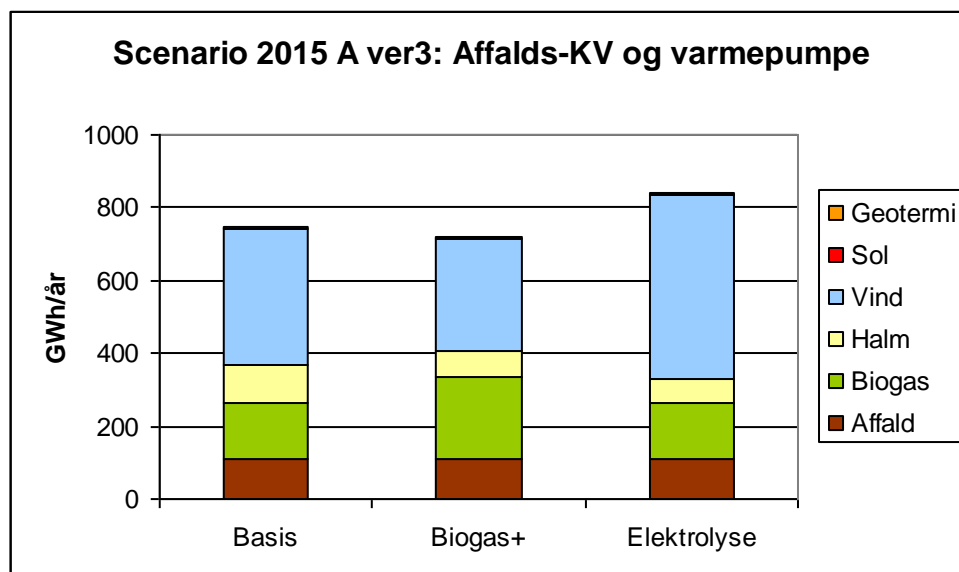
I alle scenarier og varianter omsættes den biogas, der er tilbage, når transportbehovet er dækket i et gasfyret kraftvarmeværk med en elvirkningsgrad på 40% og en varmevirkningsgrad på 55%. Den resterende varmeproduktion dækkes af en halmkedel med virkningsgraden 80%, og den resterende elproduktion dækkes med vindkraft (havvindmøller med 3250 fulldlasttimer/år.)

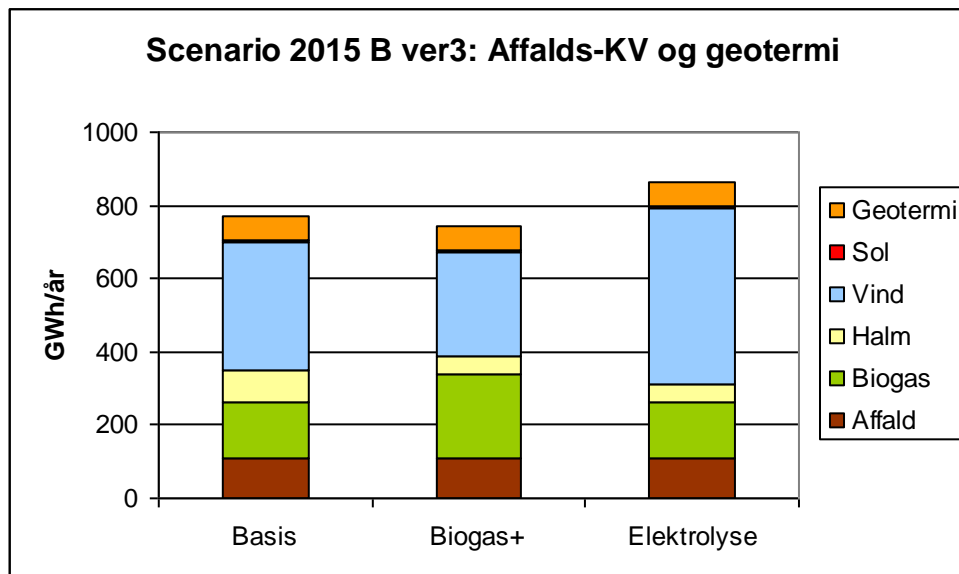
Energiomsætningen i for Scenario A Basis er vist i nedenstående tabel:

	Fjernvarme	El	Indv.	Industri	Metanol	Biogas	Affald	Sol	Vind	Halm	Geotermi
Behov	143	140	21	31							
Fjv-udv.	34		-15	-26							
Fjv-nettab	64										
Transport		21			61	10					
Affalds-kv	-79	-17					112				
Geotermi	0	0									0
Biogasanlæg	28	5				-150					
Metanol	-17				-61	87					
Elektrolyse		0			0						
Solvarme	-4		-1					5			
Indv. VP		2	-5								
Process				-5						6	
K/v-værk	-29	-21				53					
Halm-kedel											
Varmepumpe	-60	20									
Halmkedel	-80									99	
Vindkraft		-150							375		
Tjek	0	0	0	0	0	0					
Sum						150	112	5	375	106	0

*) Vindkraft er tilsvarende tidligere opgjort som det brændselsforbrug vindmøllernes elproduktion ville give anledning til på et kraftværk med virkningsgraden 40%.

Resultatet af de 6 varianter er vist i nedenstående figurer:





Version 3	Scenario A			Scenario B		
	Basis	Biogas+	Elektrolyse	Basis	Biogas+	Elektrolyse
Geotermi (MWth)				22	22	22
Varmepumpe (MWth)	10	10	10	10	10	10
Biogasanlæg (Mton/år)	23	34	23	23	34	23
Vindkraft (MW)	46	38	62	43	35	59
BiogasKV (MWe)	5	13	14	5	13	14
Halm-kedel (MWth)	70	60	60	70	60	60

Resultat (overslag)

Affald	112	112	112	112	112	112
Biogas	150	225	150	150	225	150
Halm	106	72	68	86	52	48
Vind	375	306	505	351	282	482
Sol	5	5	5	5	5	5
Geotermi	0	0	0	65	65	65

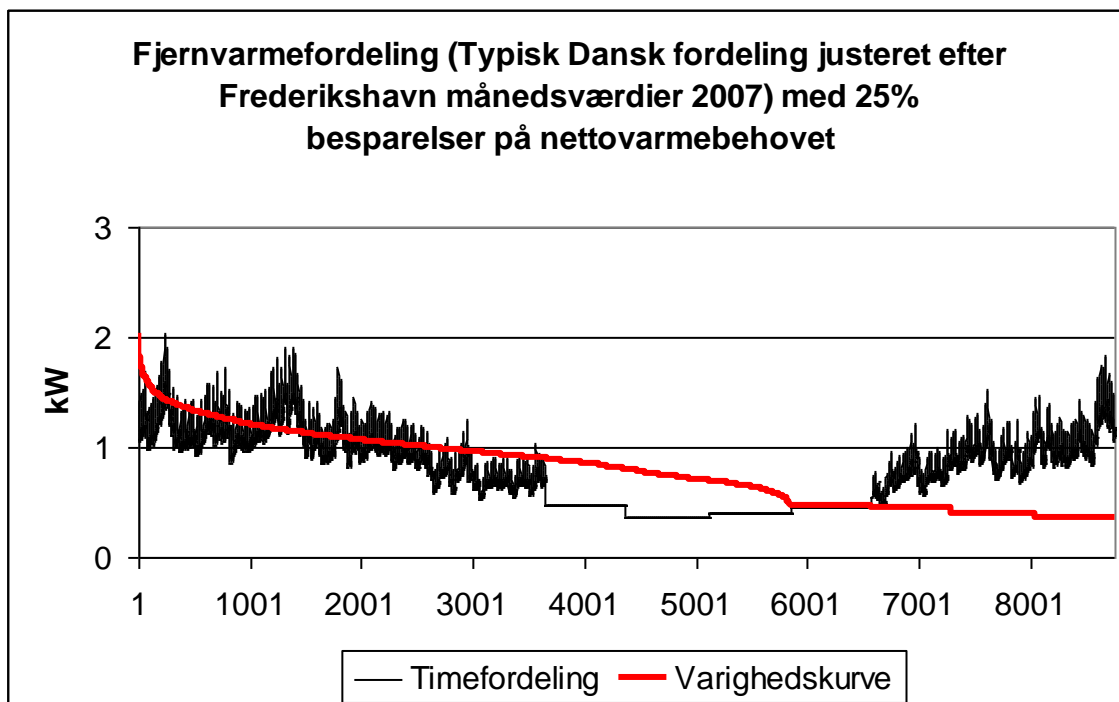
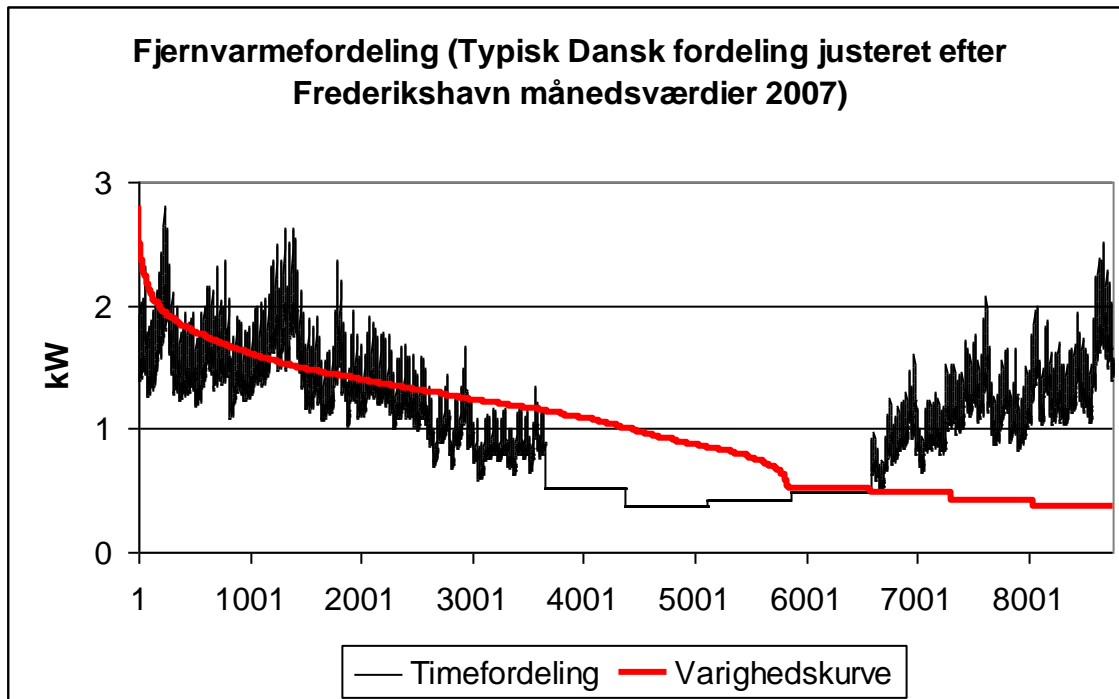
En sammenligning mellem version 2 og 3 viser, at der bliver behov for stort set det samme antal vindmøller men lidt mindre halm i de forskellige scenarier i Plan A, mens der i plan B er behov for lidt mere halm til gengæld for færre vindmøller. Samlet set er det overordnede billede således, at den reducerede affaldsmængde på 112 GWh (ver3) til sammenligning med 185 GWh (ver2) stort set kompenseres af el- og varme-besparelserne.

Energisystemanalyser

Der er foretaget en række detaljerede energisystemanalyser af de nævnte scenarier og varianter. Energisystemanalyserne omfatter en gennemregning time for time af det pågældende system mhp at vurdere omfanget af ubalancer i systemet.

Ift. ver2 er timefordelingen af fjernvarme-produktionen ændret som følge af de forudsatte reduktioner i varmebehovet. Et nettovarmebehov på 236 GWh er som beskrevet reduceret med 25% til 177 GWh. Idet der er i begge situationer er indregnet et nettab på 64 GWh svarer det til en reduktion i fjv-produktionen fra 300 GWh til 241 GWh svarende til en samlet reduktion på ca. 20%.

Time-fordelingen for 2007 er som konsekvens heraf ændret på følgende måde. Den laveste produktion i sommermånederne som repræsenterer nettab og brugsvand er fundet til at udgøre 37% af gennemsnitsproduktionen svarende til i alt 111 GWh. Denne produktion er fastholdt mens differencen herfra og op, som repræsenterer rum-opvarmning er reduceret med 31% svarende til at den samlede reduktion går fra 300 til 241 GWh. Den nye time-fordeling er sammenlignet med timefordelingen for 2007 i de to efterfølgende figurer:



Bortset fra ovennævnte ændring er der anvendt samme time-fordelinger for el-forbrug, vindkraft og solvarme som i ver2.

Resultaterne af system-analyserne er vist i tabellen herunder:

Version 3	Scenario A			Scenario B		
	Basis	Biogas+	Elektrolyse	Basis	Biogas+	Elektrolyse
Geotermi (MWth)				22	22	22
Varmepumpe (MWth)	10	10	10	10	10	10
Biogasanlæg (Mton/år)	23	34	23	23	34	23
Vindkraft (MW)	46	38	62	43	35	59
BiogasKV (MWe)	5	13	14	5	13	14
Halm-kedel (MWth)	70	60	60	70	60	60

Resultat (overslag)

Affald	112	112	112	112	112	112
Biogas	150	225	150	150	225	150
Halm	106	72	68	86	52	48
Vind	375	306	505	351	282	482
Sol	5	5	5	5	5	5
Geotermi	0	0	0	65	65	65

Resultat (Energisystemanalyser med time-simulering) : uden aktiv regulering

Biogas k/v (kW)	1700	5800				
Fjv-ubalance	0	0				
El-import	55	40				
El-export	52	42				
Gas-export	mangler					
Gas-import	mangler					
Affald	113	112				
Biogas	152	226				
Halm	92	66				
Vind	374	309				
Sol	5	5				
Geotermi	0	0				

Resultat (Energisystemanalyser med time-simulering): Med aktiv regulering af K/v og Vp

Biogas k/v (kW)	2700	11000				
Fjv-ubalance	0	0				
El-import	49	24				
El-export	44	26				
Gas-export	mangler					
Gas-import	mangler					
Affald	113	113				
Biogas	151	225				
Halm	94	72				
Vind	374	309				
Sol	5	5				
Geotermi	0	0				

I det store hele er billedet i version 3 det samme som i version 2:

Halmforbruget bliver en lille smule mindre, mens el-importen bliver en lille større. Dette skyldes at varmepumpens produktion kan blive en lille smule større end forudsat i overslagsberegningerne.

Der er ingen ubalancer mellem fjernvarme-behov og produktion. Ift. version 2, hvor der var en mindre ubalance er denne fjernet som følge af at affalds-kraft/varme-værket er mindre.

Der er betydelige ubalancer i el-produktionen med det lille biogasanlæg og hvis kraft/varme-værket ikke deltager aktivt i indreguleringen af vindkraften. Med det store biogasanlæg og med aktiv indregulering kan disse ubalancer reduceres til +-25 GWh på årsplan svarende til ca. 10-15% af den samlede el-produktion fra vindmøllerne og kraft/varme-værkerne (affald og biogas).

Input Scenario 2015 Plan A Basis ver3

The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (GWh/year): Fixed demand 145,00 Electric heating 0,00 Electric cooling 0,00	Flexible demand 0,00 Fixed imp/exp. 0,00 Transportation 21,00 Total 166,00	Group 2: CHP Heat Pump Boiler	Capacities kW-e kJ/s 2000 2558 0 0 20000	Efficiencies elec. Ther COP 0,43 0,55 3,00 0,98	Regulation Strategy: KEOL regulation 00000 Minimum Stabilisation share 0,00 Stabilisation share of CHP 0,00 Minimum CHP gr 3 load 0 kW Heat Pump maximum share 0,50 Maximum import/export 1600 kW	Technical regulation no. 1 Fuel Price level: Capacities Storage Efficiencies kW-e MWh elec. Ther.	
District heating (GWh/year) District heating demand Solar Thermal Industrial CHP (CSHP) Demand after solar and CSHP	Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0,00 16,00 225,00 241,00 0,00 3,92 0,00 3,92 0,00 0,00 17,00 17,00 0,00 12,08 208,00 220,08	Group 3: CHP Heat Pump Boiler Condensing	20000 1700 2338 3333 9999 75000	0,40 0,55 3,00 0,80 0,40	Distr. Name : Addition factor Multiplication factor Dependency factor Average Market Price	Hour_nordpool.bt 0,00 DKK/MWh 2,00 0,00 DKK/MWh pr. MW 227 DKK/MWh	Hydro Pump: 0 0 0,80 Hydro Turbine: 0 0 0,90 Electrol. Gr.2: 0 0 0,80 0,10 Electrol. Gr.3: 0 0 0,80 0,10 Electrol. trans.: 0 0 0,80 Ely. MicroCHP: 0 0 0,80 CAES fuel ratio: 0,000
Wind Photo Voltaic Wave Power River Hydro Hydro Power Geothermal	46000 kW 0 kW 0 kW 0 kW 0 kW 0 kW	149,49 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year	0,00 Grid 0,00 stabili- 0,00 sation 0,00 share	Heatstorage: gr.2: 20 MWh gr.3: 500 MWh Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent	Electricity prod. from Gr.1: 0,00 0,00 Gr.2: 0,00 0,00 Gr.3: 0,00 16,95		(GWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0,00 0,00 97,00 0,00 Household 0,00 0,00 0,00 0,00 Industry 0,00 0,00 0,00 6,00 Various 0,00 0,00 0,00 0,00

Output

	District Heating										Electricity										Exchange										
	Demand		Production								Ba- lance	Consumption					Production					Balance				Payment Imp Exp 1000 DKK					
	Distr. heating kW	Waste+ Solar kW	CSHP kW	DHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Elec. demand kW		Flexi- ble kW	Elec- trolyser kW	EH kW	Hydro Pump kW	Tur- bine kW	RES kW	Hy- dro kW	Geo- thermal kW	Waste+ CSHP kW	CHP kW	PP kW	Stab- Load %	Imp kW	Exp kW		CEEP kW	EEP kW			
January	45154	176	10940	0	4698	9999	0	19330	0	11	19225	2391	4082	0	0	0	0	20812	0	0	1930	3545	6363	100	0	6953	6221	732	0	1188	
February	46014	372	10940	0	4581	9999	0	20149	0	-27	18277	2391	3982	0	0	0	0	16240	0	0	1930	3454	8893	100	0	5867	5327	540	0	918	
March	40189	421	10940	0	4306	9999	0	14504	0	18	18063	2391	3819	0	0	0	0	17446	0	0	1930	3239	7404	100	0	5746	5155	591	0	890	
April	33549	656	10940	0	3709	9987	0	8280	0	-24	15813	2391	3636	0	0	0	0	15708	0	0	1930	2773	6415	100	0	4987	4401	586	0	934	
May	27759	692	10940	0	2968	9873	0	3049	0	236	15314	2391	3477	0	0	0	0	18343	0	0	1930	2210	5228	100	0	6529	5808	721	0	1195	
June	19175	627	10940	0	2085	5752	0	0	0	-229	14641	2391	1994	0	0	0	0	12270	0	0	1930	1540	6575	100	0	3290	2883	407	0	563	
July	15665	637	10940	0	2027	2065	0	0	0	-5	14186	2391	764	0	0	0	0	8952	0	0	1930	1485	7107	100	0	2133	1831	303	0	188	
August	16834	642	10940	0	2141	3136	0	0	0	-26	15300	2391	1118	0	0	0	0	8802	0	0	1930	1573	8673	100	0	2169	1889	280	0	350	
September	18591	488	10940	0	1828	5426	0	0	0	-90	15615	2391	1975	0	0	0	0	17969	0	0	1930	1359	4211	100	0	5487	4875	612	0	984	
October	28628	325	10940	0	3537	9692	0	4021	0	113	16587	2391	3531	0	0	0	0	15078	0	0	1930	2646	7624	100	0	4768	4267	501	0	866	
November	35418	200	10940	0	4246	9999	0	10027	0	5	17950	2391	3793	0	0	0	0	25303	0	0	1930	3192	3882	100	0	10173	9181	992	0	1690	
December	40995	118	10940	0	4578	9999	0	15357	0	3	17165	2391	3981	0	0	0	0	27347	0	0	1930	3452	3221	100	0	12412	11307	1105	0	2212	
Average	30624	446	10940	0	3390	7985	0	7862	0	0	16507	2391	3009	0	0	0	0	17018	0	0	1930	2538	6297	100	0	5875	5261	614	0	Average price	
Maximum	73245	4121	10940	0	4896	9999	0	47410	0	6577	28488	4781	4175	0	0	0	0	46000	0	0	1930	3700	27871	100	0	43831	42231	1600	0	(DKK/MWh)	
Minimum	15665	0	10940	0	0	1542	0	0	0	-3632	0	0	514	0	0	0	0	0	0	0	1930	0	0	100	0	0	0	0	0	230 232	
Total for the whole year																															1000 DKK
GWh/year	269,00	3,92	96,10	0,00	29,78	70,14	0,00	69,06	0,00	0,00	145,00	21,00	26,43	0,00	0,00	0,00	0,00	149,49	0,00	0,00	16,95	22,29	55,31	0,00	51,61	46,21	5,39	0	0	11977	
FUEL BALANCE (GWh/year):																															
	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elec.ly.s	Waste	CAES	Wind	PV	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Imp/Exp	Netto	CO2 emission (kt): Total Netto						
Coal	-	-	-	-	-	138,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138,28	-129,02	9,26		0,00	0,00					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00					
N.Gas	-	21,10	33,04	0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,00	-	-	-	151,63	0,00	151,63		0,00	0,00					
Biomass	-	-	-	-	85,74	-	-	-	-	113,00	-	-	-	-	-	-	-	-	6,00	-	204,74	0,00	204,74		0,00	0,00					
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149,49	-	-	-	-	154,40	0,00	154,40		0,00	0,00					
H2 etc.	-	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00					
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00					
Total	-	21,10	33,04	0,48	85,74	138,28	-	-	-	113,00	-	149,49	-	-	-	4,92	97,00	-	6,00	-	649,05	-129,02	520,03		0,00	0,00					

Input Scenario 2015 Plan A Basis ver3 reg2

The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (GWh/year): Fixed demand 145,00 Electric heating 0,00 Electric cooling 0,00	Flexible demand 0,00 Fixed imp/exp. 0,00 Transportation 21,00 Total 166,00	Group 2: CHP Heat Pump Boiler	Capacities kW-e kJ/s 2000 2558 0 0 20000	Efficiencies elec. Ther COP 0,43 0,55 3,00 0,98	Regulation Strategy: KEOL regulation 00000 Minimum Stabilisation share 0,00 Stabilisation share of CHP 0,00 Minimum CHP gr 3 load 0 kW Heat Pump maximum share 0,50 Maximum import/export 1600 kW	Technical regulation no. 2	Fuel Price level: Basic Capacities Storage Efficiencies kW-e MWh elec. Ther. Hydro Pump: 0 0 0,80 Hydro Turbine: 0 0 0,90 Electrol. Gr.2: 0 0 0,80 0,10 Electrol. Gr.3: 0 0 0,80 0,10 Electrol. trans.: 0 0 0,80 Ely. MicroCHP: 0 0 0,80 CAES fuel ratio: 0,000
District heating (GWh/year) District heating demand Solar Thermal Industrial CHP (CSHP) Demand after solar and CSHP	Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0,00 16,00 225,00 241,00 0,00 3,92 0,00 3,92 0,00 0,00 17,00 17,00 0,00 12,08 208,00 220,08	Group 3: CHP Heat Pump Boiler Condensing	2700 3713 3333 9999 75000 99999	0,40 0,55 3,00 0,80 0,40	Distr. Name : Addition factor Multiplication factor Dependency factor Average Market Price	Hour_nordpool.bt DKK/MWh 2,00 0,00 DKK/MWh pr. MW 227 DKK/MWh	(GWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0,00 0,00 97,00 0,00 Household 0,00 0,00 0,00 0,00 Industry 0,00 0,00 0,00 6,00 Various 0,00 0,00 0,00 0,00
Wind Photo Voltaic Wave Power River Hydro Hydro Power Geothermal	46000 kW 0 kW 0 kW 0 kW 0 kW 0 kW	149,49 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year	0,00 Grid 0,00 stabili- 0,00 sation 0,00 share	Heatstorage: gr.2: 20 MWh gr.3: 500 MWh Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent	Electricity prod. from Gr.1: 0,00 0,00 Gr.2: 0,00 0,00 Gr.3: 0,00 16,95		

Output

	District Heating										Electricity										Exchange									
	Demand		Production								Ba- lance	Consumption					Production					Balance				Payment Imp Exp 1000 DKK				
	Distr. heating kW	Waste+ Solar kW	CSHP kW	DHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Elec. demand kW		Flexi- ble kW	Elec- trolyser kW	EH kW	Hydro Pump kW	Tur- bine kW	RES kW	Hy- dro kW	Geo- thermal kW	Waste+ CSHP kW	CHP kW	PP kW	Stab- Load %	Imp kW	Exp kW		CEEP kW	EEP kW		
January	45154	176	10940	0	3435	9999	0	20593	0	11	19225	2391	4082	0	0	0	0	0	0	1930	2574	5845	100	0	5462	4806	657	0	928	
February	46014	372	10940	0	4110	9999	0	20617	0	-24	18277	2391	3981	0	0	0	0	0	0	1930	3078	8236	100	0	4835	4334	501	0	747	
March	40189	421	10940	0	3739	9999	0	15075	0	15	18063	2391	3819	0	0	0	0	0	0	1930	2795	6810	100	0	4708	4171	537	0	730	
April	33549	656	10940	0	3352	9945	0	8677	0	-21	15813	2391	3621	0	0	0	0	0	0	1930	2494	5820	100	0	4128	3607	521	0	774	
May	27759	692	10940	0	2680	9697	0	3567	0	183	15314	2391	3416	0	0	0	0	0	0	1930	1987	4670	100	0	5810	5141	669	0	1061	
June	19175	627	10940	0	2911	4852	0	22	0	-177	14641	2391	1694	0	0	0	0	0	0	1930	2140	5648	100	0	3263	2854	409	0	561	
July	15665	637	10940	0	3077	1009	0	0	0	1	14186	2391	409	0	0	0	0	0	0	1930	2249	6004	100	0	2149	1848	301	0	189	
August	16834	642	10940	0	3203	2051	0	7	0	-9	15300	2391	754	0	0	0	0	0	0	1930	2345	7553	100	0	2184	1901	283	0	353	
September	18591	488	10940	0	2463	4712	0	75	0	-87	15615	2391	1742	0	0	0	0	0	0	1930	1817	3483	100	0	5452	4828	623	0	978	
October	28628	325	10940	0	3592	9467	0	4215	0	88	16587	2391	3456	0	0	0	0	0	0	1930	2673	6910	100	0	4156	3683	473	0	755	
November	35418	200	10940	0	2337	9999	0	11940	0	2	17950	2391	3793	0	0	0	0	0	0	1930	1749	3537	100	0	8385	7487	897	0	1395	
December	40995	118	10940	0	1974	9999	0	17959	0	5	17165	2391	3981	0	0	0	0	0	0	1930	1479	2932	100	0	10150	9129	1021	0	1806	
Average	30624	446	10940	0	3070	7634	0	8533	0	0	16507	2391	2892	0	0	0	0	0	0	1930	2280	5617	100	0	5055	4481	574	0	Average price	
Maximum	73245	4121	10940	0	6271	9999	0	52049	0	6577	28488	4781	4175	0	0	0	0	0	0	1930	4700	26871	100	0	40346	38746	1600	0	(DKK/MWh)	
Minimum	15665	0	10940	0	0	167	0	0	0	-2844	0	0	56	0	0	0	0	0	0	1930	0	0	100	0	0	0	0	0	227	231
Total for the whole year																														1000 DKK
GWh/year	269,00	3,92	96,10	0,00	26,97	67,06	0,00	74,96	0,00	0,00	145,00	21,00	25,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	149,49	0,00	0,00	16,95	20,03	49,34	0,00	44,41	39,36	5,05	0	10277
FUEL BALANCE (GWh/year):																														
	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elec.ly.s	Waste	CAES	Wind	PV	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Imp/Exp	Netto	CO2 emission (kt): Total Netto					
Coal	-	-	-	-	-	123,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123,36	-111,01	12,35		0,00	0,00				
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00				
N.Gas	-	13,76	35,27	4,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,00	-	-	-	150,64	0,00	150,64		0,00	0,00				
Biomass	-	-	-	-	88,06	-	-	-	-	113,00	-	-	-	-	-	-	-	-	6,00	-	207,06	0,00	207,06		0,00	0,00				
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149,49	-	-	-	4,92	-	-	-	-	154,40	0,00	154,40		0,00	0,00				
H2 etc.	-	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00				
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00				
Total	-	13,76	35,27	4,60	88,06	123,36	-	-	-	113,00	-	149,49	-	-	-	4,92	97,00	-	6,00	-	635,46	-111,01	524,45		0,00	0,00				

Input Scenario 2015 Plan A Biogasplus ver3 reg1

The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (GWh/year): Fixed demand 145,00 Electric heating 0,00 Electric cooling 0,00	Flexible demand 0,00 Fixed imp/exp. 0,00 Transportation 21,00 Total 166,00	Group 2: CHP Heat Pump Boiler	Capacities kW-e kJ/s 2000 2558 0 0 20000	Efficiencies elec. Ther COP 0,43 0,55 3,00 0,98	Regulation Strategy: KEOL regulation 00000 Minimum Stabilisation share 0,00 Stabilisation share of CHP 0,00 Minimum CHP gr 3 load 0 kW Heat Pump maximum share 0,50 Maximum import/export 1600 kW	Technical regulation no. 1	Fuel Price level: Basic Capacities Storage Efficiencies kW-e MWh elec. Ther.
District heating (GWh/year) District heating demand Solar Thermal Industrial CHP (CSHP) Demand after solar and CSHP	Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0,00 16,00 225,00 241,00 0,00 3,92 0,00 3,92 0,00 0,00 17,00 17,00 0,00 12,08 208,00 220,08	Group 3: CHP Heat Pump Boiler Condensing	5800 7975 3333 9999 75000 99999	0,40 0,55 3,00 0,80 0,40	Distr. Name : Addition factor Multiplication factor Dependency factor Average Market Price	Hour_nordpool.bt 0,00 DKK/MWh 2,00 0,00 DKK/MWh pr. MW 227 DKK/MWh	Hydro Pump: 0 0 0,80 Hydro Turbine: 0 0 0,90 Electrol. Gr.2: 0 0 0,80 0,10 Electrol. Gr.3: 0 0 0,80 0,10 Electrol. trans.: 0 0 0,80 Ely. MicroCHP: 0 0 0,80 CAES fuel ratio: 0,000
Wind Photo Voltaic Wave Power River Hydro Hydro Power Geothermal	38000 kW 0 kW 0 kW 0 kW 0 kW 0 kW	123,49 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year	0,00 Grid 0,00 stabili- 0,00 sation 0,00 share	Heatstorage: gr.2: 20 MWh gr.3: 500 MWh Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent	Electricity prod. from Gr.1: 0,00 0,00 Gr.2: 0,00 0,00 Gr.3: 0,00 16,95		(GWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0,00 0,00 97,00 0,00 Household 0,00 0,00 0,00 0,00 Industry 0,00 0,00 0,00 6,00 Various 0,00 0,00 0,00 0,00

Output

	District Heating									Electricity														Exchange							
	Demand		Production							Ba- lance kW	Consumption					Production					Balance				Payment Imp Exp 1000 DKK						
	Distr. heating kW	Waste+ Solar kW	CSHP kW	DHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW		Elec. demand kW	Flexi- ble kW	Elec- trolyser kW	EH kW	Hydro Pump kW	Tur- bine kW	RES kW	Hy- dro kW	Geo- thermal kW	Waste+ CSHP kW	CHP kW	PP kW	Stab- Load %	Imp kW		Exp kW	CEEP kW	EEP kW			
January	46878	176	10940	0	10336	9999	0	15416	0	10	19225	2391	4079	0	0	0	0	17192	0	0	1930	7646	4932	100	0	6006	5258	747	0	1016	
February	47733	372	10940	0	10219	9999	0	16230	0	-27	18277	2391	3981	0	0	0	0	13416	0	0	1930	7554	6817	100	0	5067	4515	553	0	786	
March	41845	421	10940	0	9943	9999	0	10522	0	20	18063	2391	3819	0	0	0	0	14412	0	0	1930	7338	5617	100	0	5024	4419	605	0	775	
April	35144	656	10940	0	9215	9776	0	4611	0	-54	15813	2391	3565	0	0	0	0	12976	0	0	1930	6777	4578	100	0	4492	3865	627	0	840	
May	29290	692	10940	0	7456	8954	0	873	0	374	15314	2391	3173	0	0	0	0	15153	0	0	1930	5474	3417	100	0	5096	4358	738	0	931	
June	20645	627	10940	0	5970	3430	0	0	0	-322	14641	2391	1222	0	0	0	0	10136	0	0	1930	4366	3871	100	0	2049	1741	308	0	333	
July	17133	637	10940	0	4465	1105	0	0	0	-14	14186	2391	444	0	0	0	0	7395	0	0	1930	3258	5620	100	0	1182	955	226	0	101	
August	18303	642	10940	0	5433	1348	0	0	0	-60	15300	2391	524	0	0	0	0	7271	0	0	1930	3967	6249	100	0	1202	980	221	0	194	
September	20120	488	10940	0	4779	3978	0	0	0	-65	15615	2391	1494	0	0	0	0	14844	0	0	1930	3506	2495	100	0	3274	2777	497	0	587	
October	30221	325	10940	0	8542	8830	0	1483	0	100	16587	2391	3241	0	0	0	0	12456	0	0	1930	6286	5400	100	0	3852	3346	506	0	696	
November	37072	200	10940	0	9826	9996	0	6088	0	22	17950	2391	3792	0	0	0	0	20902	0	0	1930	7250	2941	100	0	8891	7870	1021	0	1474	
December	42718	118	10940	0	10213	9999	0	11442	0	6	17165	2391	3984	0	0	0	0	22591	0	0	1930	7550	2393	100	0	10923	9789	1135	0	1936	
Average	32218	446	10940	0	8027	7275	0	5529	0	0	16507	2391	2773	0	0	0	0	14058	0	0	1930	5910	4527	100	0	4754	4155	599	0	Average price	
Maximum	74969	4121	10940	0	10533	9999	0	43496	0	8171	28488	4781	4175	0	0	0	0	38000	0	0	1930	7800	23771	100	0	40581	38981	1600	0	(DKK/MWh)	
Minimum	17133	0	10940	0	0	0	0	0	0	-8488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1930	0	0	100	0	0	0	0	0	230	232
Total for the whole year																															1000 DKK
GWh/year	283,00	3,92	96,10	0,00	70,51	63,90	0,00	48,56	0,00	0,00	145,00	21,00	24,36	0,00	0,00	0,00	0,00	123,49	0,00	0,00	16,95	51,92	39,76	0,00	41,76	36,50	5,26	0	9669		
FUEL BALANCE (GWh/year):																															
	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elec.ly.s	Waste	CAES	Wind	PV	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Imp/Exp	Netto	CO2 emission (kt): Total Netto						
Coal	-	-	-	-	-	99,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99,40	-104,40	-4,99		0,00	0,00					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00					
N.Gas	-	21,10	107,10	0,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,00	-	-	-	225,69	0,00	225,69		0,00	0,00					
Biomass	-	-	-	-	60,11	-	-	-	-	113,00	-	-	-	-	-	-	-	-	6,00	-	179,11	0,00	179,11		0,00	0,00					
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123,49	-	-	-	4,92	-	-	-	-	128,41	0,00	128,41		0,00	0,00					
H2 etc.	-	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00					
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00					
Total	-	21,10	107,10	0,48	60,11	99,40	-	-	-	113,00	-	123,49	-	-	-	4,92	97,00	-	6,00	-	632,61	-104,40	528,21		0,00	0,00					

Input Scenario 2015 Plan A Biogasplus ver3 reg2

The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (GWh/year): Fixed demand 145,00 Electric heating 0,00 Electric cooling 0,00	Flexible demand 0,00 Fixed imp/exp. 0,00 Transportation 21,00 Total 166,00	Group 2: CHP Heat Pump Boiler	Capacities kW-e kJ/s 2000 2558 0 0 20000	Efficiencies elec. Ther COP 0,43 0,55 3,00 0,98	Regulation Strategy: KEOL regulation 00000 Minimum Stabilisation share 0,00 Stabilisation share of CHP 0,00 Minimum CHP gr 3 load 0 kW Heat Pump maximum share 0,50 Maximum import/export 1600 kW	Technical regulation no. 2	Fuel Price level: Basic	Capacities Storage Efficiencies kW-e MWh elec. Ther. Hydro Pump: 0 0 0,80 Hydro Turbine: 0 0 0,90 Electrol. Gr.2: 0 0 0,80 0,10 Electrol. Gr.3: 0 0 0,80 0,10 Electrol. trans.: 0 0 0,80 Ely. MicroCHP: 0 0 0,80 CAES fuel ratio: 0,000
District heating (GWh/year) District heating demand Solar Thermal Industrial CHP (CSHP) Demand after solar and CSHP	Gr.1 Gr.2 Gr.3 Sum 0,00 16,00 225,00 241,00 0,00 3,92 0,00 3,92 0,00 0,00 17,00 17,00 0,00 12,08 208,00 220,08	Group 3: CHP Heat Pump Boiler Condensing	11000 15125 3333 9999 75000 99999	0,40 0,55 3,00 0,80 0,40	Distr. Name : Addition factor Multiplication factor Dependency factor Average Market Price	Hour_nordpool.bt DKK/MWh 2,00 0,00 DKK/MWh pr. MW 227 DKK/MWh		(GWh/year) Coal Oil Ngas Biomass Transport 0,00 0,00 97,00 0,00 Household 0,00 0,00 0,00 0,00 Industry 0,00 0,00 0,00 6,00 Various 0,00 0,00 0,00 0,00
Wind 38000 kW Photo Voltaic 0 kW Wave Power 0 kW River Hydro 0 kW Hydro Power 0 kW Geothermal 0 kW	123,49 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year 0 GWh/year	0,00 Grid 0,00 stabili- 0,00 sation 0,00 share	Heatstorage: gr.2: 20 MWh gr.3: 500 MWh Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent	Electricity prod. from Gr.1: 0,00 0,00 Gr.2: 0,00 0,00 Gr.3: 0,00 16,95				

Output

	District Heating										Electricity										Exchange										
	Demand		Production								Ba- lance kW	Consumption					Production					Balance				Payment Imp Exp 1000 DKK					
	Distr. heating kW	Waste+ Solar kW	CSHP kW	DHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Elec. demand kW		Flexi- ble kW	Elec- trolyser kW	EH kW	Hydro Pump kW	Tur- bine kW	RES kW	Hy- dro kW	Geo- thermal kW	Waste+ CSHP kW	CHP kW	PP kW	Stab- Load %	Imp kW	Exp kW		CEEP kW	EEP kW			
January	46878	176	10940	0	9361	9995	0	16395	0	9	19225	2391	4082	0	0	0	0	17192	0	0	1930	6881	2599	100	0	2904	2375	530	0	474	
February	47733	372	10940	0	11333	9970	0	15141	0	-24	18277	2391	3971	0	0	0	0	13416	0	0	1930	8329	3747	100	0	2782	2348	434	0	410	
March	41845	421	10940	0	10525	9841	0	10097	0	21	18063	2391	3766	0	0	0	0	14412	0	0	1930	7726	2836	100	0	2684	2241	443	0	413	
April	35144	656	10940	0	9726	8348	0	5490	0	-16	15813	2391	3089	0	0	0	0	12976	0	0	1930	7127	1654	100	0	2394	1987	407	0	454	
May	29290	692	10940	0	7857	6828	0	2900	0	73	15314	2391	2460	0	0	0	0	15153	0	0	1930	5754	818	100	0	3490	2937	554	0	636	
June	20645	627	10940	0	6304	2825	0	13	0	-64	14641	2391	1017	0	0	0	0	10136	0	0	1930	4608	3245	100	0	1871	1569	302	0	308	
July	17133	637	10940	0	4513	1041	0	0	0	2	14186	2391	417	0	0	0	0	7395	0	0	1930	3293	5581	100	0	1204	970	234	0	103	
August	18303	642	10940	0	5489	1237	0	10	0	-15	15300	2391	483	0	0	0	0	7271	0	0	1930	4008	6186	100	0	1221	991	230	0	197	
September	20120	488	10940	0	5089	3662	0	66	0	-126	15615	2391	1388	0	0	0	0	14844	0	0	1930	3727	2093	100	0	3200	2697	503	0	575	
October	30221	325	10940	0	10244	6121	0	2459	0	131	16587	2391	2343	0	0	0	0	12456	0	0	1930	7510	1900	100	0	2474	2098	376	0	449	
November	37072	200	10940	0	6501	9476	0	9963	0	-9	17950	2391	3618	0	0	0	0	20902	0	0	1930	4776	1263	100	0	4912	4150	762	0	817	
December	42718	118	10940	0	5427	9912	0	16316	0	5	17165	2391	3952	0	0	0	0	22591	0	0	1930	3988	1110	100	0	6111	5239	872	0	1072	
Average	32218	446	10940	0	7686	6592	0	6553	0	0	16507	2391	2544	0	0	0	0	14058	0	0	1930	5636	2755	100	0	2937	2466	471	0	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	74969	4121	10940	0	17683	9999	0	53815	0	8171	28488	4781	4175	0	0	0	0	38000	0	0	1930	13000	18571	100	0	32995	31395	1600	0	599	
Minimum	17133	0	10940	0	0	0	0	0	0	-6308	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1930	0	0	100	0	0	0	0	0	0	219
Total for the whole year	283,00	3,92	96,10	0,00	67,52	57,90	0,00	57,56	0,00	0,00	145,00	21,00	22,35	0,00	0,00	0,00	0,00	123,49	0,00	0,00	16,95	49,50	24,20	0,00	25,79	21,66	4,13	0	5909		
FUEL BALANCE (GWh/year):		DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elec.ly.s	Waste	CAES	Wind	PV	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp Netto	CO2 emission (kt): Total Netto							
Coal	-	-	-	-	-	60,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,50	-64,49	-3,99	0,00	0,00					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00						
N.Gas	-	13,39	109,37	4,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,00	-	-	-	224,57	0,00	224,57	0,00	0,00					
Biomass	-	-	-	-	66,05	-	-	-	-	-	113,00	-	-	-	-	-	-	-	-	6,00	-	185,05	0,00	185,05	0,00	0,00					
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123,49	-	-	-	4,92	-	-	-	-	128,41	0,00	128,41	0,00	0,00					
H2 etc.	-	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00						
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00						
Total	-	13,39	109,37	4,82	66,05	60,50	-	-	-	-	113,00	-	123,49	-	-	-	4,92	97,00	-	6,00	-	598,53	-64,49	534,04	0,00	0,00					

