

Energistyrelsen

KORTLÆGNING VE TIL PROCES

Delrapport 3 - Business Cases



Marts 2013

Version 8, 8. marts 2013

Udarbejdet af: PMP, HDA, SJN, JST, Niels Bahnsen (Niras)

Kvalitetssikret af: PMP

Viegand Maagøe

Nr. Farimagsgade 37

1364 København K.

Telefon 33 34 90 00

Indholdsfortegnelse

1	Introduktion.....	4
1.1	Indhold af business cases	4
1.2	Sammenfatning	5
1.3	Beregningsforudsætninger	6
2	Anbefalinger om forundersøgelser	11
3	Konvertering af eksisterende kedler fra kul til træflis.....	12
3.1	Base-case ved konvertering fra kul til træflis.....	12
3.2	CO ₂ -emission og forbrændningseffektivitet	15
3.3	Sammenhæng med andre energisparreprojekter	15
	Fjernvarme.....	15
4	Ny træpillekedel til proces og rumvarme.....	18
4.1	Konvertering til træpiller.....	18
4.2	CO ₂ -emission og kedelevffektivitet	20
4.3	Sammenspil med andre energirelaterede projekter	20
5	Supplementary use of biomass to large coal-fired kiln	22
5.1	Base-case supplementary use of biomass for coal-fired kiln	22
5.2	CO ₂ -emissions and combustion efficiency	24
5.3	Interface other energy-related projects	25
	Process optimization	25
	District heating.....	25
6	Biogas for high-temperature furnaces	26
6.1	Base-case for biogas	26
6.2	CO ₂ -emissions and combustion efficiency	29
6.3	Interface other energy-related projects	29
7	District heating for process and building heating.....	30
7.1	Base-case district heating	30
7.2	CO ₂ -emissions and combustion efficiency	32
7.3	Interface other energy-related projects	33
8	Heat Pump for Process Heating	34
8.1	Base-case process heating	34
8.2	CO ₂ -emissions and combustion efficiency	37
8.3	Interface other energy-related projects	37
9	Mindre biogasanlæg baseret på slam	38
9.1	Base-case ved biogasproduktion på industrivirksomhed.....	38
10	Vindmølle case.....	41
10.1	Base-case ved opstilling af vindmølle(r) på industrivirksomhed.....	41

1 Introduktion

Nærværende rapport er udarbejdet som led i Viegand Maagøes assistance til Energistyrelsen i forberedelsen af den kommende tilskudsordning "VE til proces" – en ordning der tager sigte på at konvertere en væsentlig del af erhvervslivets fossile brændselsforbrug til vedvarende energikilder og fjernvarme.

Rapporten udgør delrapport 3 af 4:

- Delrapport 1: Kortlægning af potentialer
- Delrapport 2: Danske styrkepositioner
- Delrapport 3: Business cases
- Delrapport 4: Varmepumpe- og fjernvarmepotentialer

Formålet med nærværende delrapport 3 er at beskrive relevante "business cases", først og fremmest forventede investeringsomkostninger og forventet driftsøkonomi for VE-løsninger og muligt tilknyttede energibesparelserprojekter, som typisk vil kunne fremmes under en kommende tilskudsordning.

Der er i nærværende rapport således givet økonomiske hovednøgletal for følgende VE-løsninger:

- Konvertering af eksisterende kedelanlæg til træflisfyring (med og uden fjernvarme)
- Etablering af ny træpillekedel til proces- og rumvarmeformål
- Støttefyring med biomasse på roterovn
- Større biogasanlæg til smelte- og brændeprocesser
- Fjernvarme til proces- og rumvarmeformål
- Varmepumpe til procesopvarmning
- Mindre biogas baseret på slam
- Vindmølleløsninger

Nogle cases er beskrevet på engelsk og andre på dansk.

1.1 Indhold af business cases

Hver business case omfatter beskrivelse af følgende forhold

- Sektor relevans og virksomhedstyper
- "Base case" – dvs. beskrivelse af etableringsscenarier og alternative investeringer
- Opgørelse af rådgivningsomkostninger m.m. før endelig beslutning om etablering
- Specifikation af investeringsomkostninger fordelt på hovedemner
- Opgørelse af investeringsomkostninger iht. MRB- og GFF-ordning¹
- Opgørelse af energiomkostninger og besparelse ift. udgangspunkt

¹ EU giver medlemslandene mulighed for at anvende to ordninger:

GFF-ordning, der kun anvender et investeringstilskud

MRB-ordningen, en mere kompleks ordning hvor tilskuddet afhænger både af investeringen og driftsøkonomien.

- Opgørelse af bemandings- og vedligeholdelseskostninger ift. udgangspunkt
- Beskrivelse af relevante tillægsscenarier (energibesparelser, procesoptimering og fjernvarme m.m.)

Der regnes i eksemplerne kun med simple tilbagebetalingstider og egentlige finansierings- og følsomhedsanalyser for større investeringer ift. renteutvikling, energiprisudvikling m.m. vil i flere tilfælde (projekter med lang tilbagebetalingstid) kunne ændre rentabiliteten noget ift. det billede simple økonomiske betragtninger viser.

1.2 Sammenfatning

Det vurderes at danske virksomheder er bedst stillet, hvis GFF-ordningen benyttes til tildeling af tilskud til omstilling til VE.

Dette bygger på antagelsen om, at dansk industri kun vil omstille til VE, hvis det har en væsentlig økonomisk fordel, hvilket typisk vil sige investeringer der har en simple tilbagebetalingstid på under 5 år.

Desuden er GFF-ordningen langt nemmere at administrere, da detaljerede driftsbudgetter og forudsætninger for business cases ikke skal opgøres i hvert enkelt tilfælde. Dette rummer erfaringsmæssigt mange usikkerheder og drøftelser af forudsætninger. Der er i ingen af de opstillede business cases opnået resultater der fører frem til urimeligt attraktive tilskudsforhold såfremt en ordning baseret på GFF-ordningen.

Ved en gennemgang af business cases er der fremkommet et billede af, hvor der ved hjælp af støtteordninger er potentiale for øget brug af VE i industrien.

	Business case	Industry size	Energy amount	Total Investme	Savings	CO2 reductio
			[MWh/y]	[MM DKK]	[MM DKK]	[tCO2e/y]
3a	Coal vs. wood chips	Large	120.000	46,50	4,25	41.040
3b	Coal vs. wood chips incl. DH	Large	120.000	54,50	7,51	41.040
4	Natural gas vs. wood pellets	SME	42.000	25,30	1,92	8.603
5	Coal vs. wood pellets	Large	40.000	14,00	-4,30	13.680
6	Natural gas vs. biogas	SME	85.000	94,50	20,85	17.411
7	Natural gas v. district heating	SME	24.000	1,80	-0,20	?
8	Heat Pump for Process Heating	SME	12.600	13,00	3,10	1.969
9a	Mindre biogasanlæg baseret p	Large	6.000	13,40	1,90	2.052
9b	Mindre biogasanlæg baseret p	Large	6.000	13,40	3,30	2.052
10a	Vindmølle case	SME	5.000	18,10	1,02	2.390
10b	Vindmølle case	SME	10.000	34,80	4,28	4.780
10c	Vindmølle case	SME	5.000	18,10	1,02	2.390
10d	Vindmølle case	SME	10.000	34,80	4,28	4.780
10e	Vindmølle case	SME	10.000	34,80	4,28	4.780

Business case		Simple Pay Back Period			
		No support	Present rules	MRB	GFF
		[years]		[years]	[years]
3a	Coal vs. wood chips	10,93	-	7,37	6,01
3b	Coal vs. wood chips incl. DH	7,51	-	6,01	4,13
4	Natural gas vs. wood pellets	13,16	-	7,45	5,92
5	Coal vs. wood pellets	∞	-	∞	∞
6	Natural gas vs. biogas	4,53	-	4,53	2,04
7	Natural gas v. district heating	∞	-	∞	∞
8	Heat Pump for Process Heating	4,20	-	4,20	1,90
9a	Mindre biogasanlæg baseret p	-	4,10	-	4,70
9b	Mindre biogasanlæg baseret p	-	4,10	-	2,70
10a	Vindmølle case	-	9,00	-	-
10b	Vindmølle case	-	6,90	-	-
10c	Vindmølle case	-	-	-	9,80
10d	Vindmølle case	-	-	-	3,80
10e	Vindmølle case	-	-	-	6,10

Tabel 1. Resume af business cases.

Som det ses af ovenstående, så er der mange steder, hvor tilskud vil kunne få tilbagebetalingstiden ned i områder hvor industrien kunne finde det interessant (under 3 år).

Det skal bemærkes, at lokale prisvariationer, system opbygning, og disponeringer kan have væsentlig indflydelse på resultatet af den endelige business case. Disse forhold er drøftet for hver enkelt business case i respektive afsnit.

I forhold til den samlede brændselsudnyttelse viser gennemgangen af de enkelte business cases, at "VE til proces" på den korte bane typisk ikke vil lede til højere forbrændingsvirkningsgrader.

Det skyldes, at de mest rentable løsninger vil være baseret på træflis, hvor et højt vandindhold forringer den samlede forbrændingseffektivitet i forhold til afbrænding af naturgas. Såfremt disse løsninger udnytter kondenseringsvarmen til for eksempel fjernvarmeformål vil der kunne opnås en samlet brændselsudnyttelse der ligger på niveau med eller eventuelt overgår den virkningsgrad der opnås med naturgas som brændsel.

Såfremt der etableres træpille- og biogasløsninger, så kan der opnås brændselsudnyttelser der er sammenlignelige med hvad der i dag opnås med naturgas.

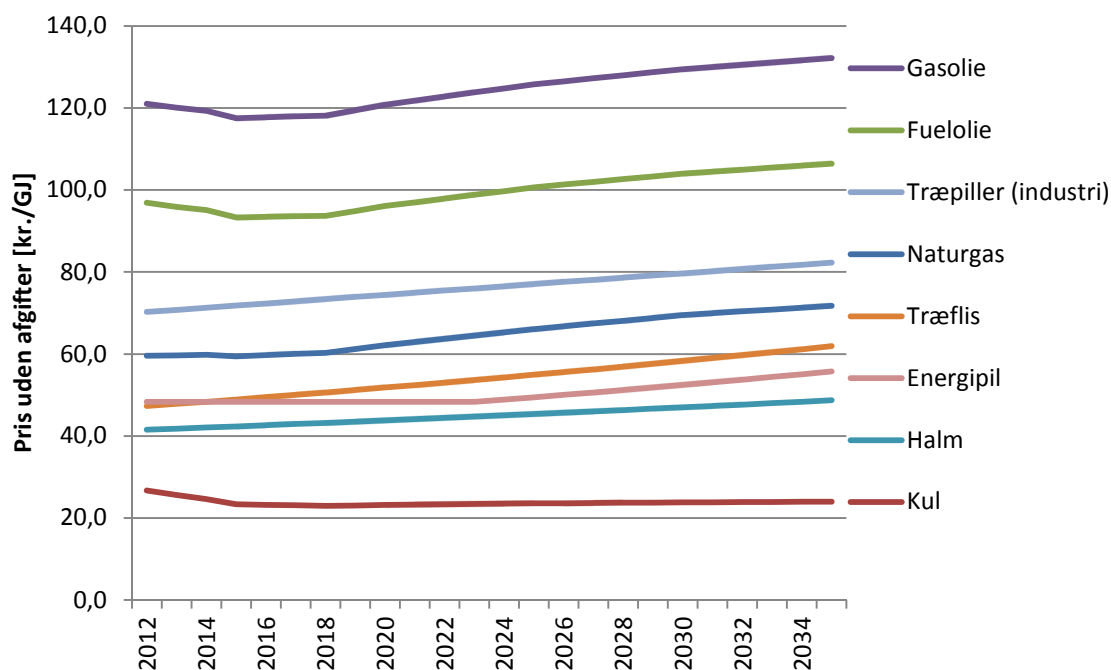
Set i forhold til samfundets samlede brændselseffektivitet, så vil fjernvarmeløsninger såvel som intern procesoptimering i væsentligt omfang kunne bidrage til en positiv udvikling.

1.3 Beregningsforudsætninger

De opstillede cases bygger først og fremmest på resultater fra feasibilitystudier for en række danske virksomheder. Hvert enkelt af disse feasibilitystudier har særtræk (afsætning af fjernvarme, delvis integration af varmepumper m.m.) som delvist er beskrevet i nærværende rapport, men ikke kan generaliseres til øvrige virksomheder.

Energistyrelsens referenceprisforudsætninger², herunder analyser af biomasse brændselspriser³, er benyttet til beregning af brændselsbesparelser her-og-nu (2012-priser), men der er ikke taget hensyn til den forventede prisudvikling for brændsler som illustreret i figur 1 nedenfor. Det skal bemærkes senere registreringer viser at spændet mellem træflis og træpiller ikke er så stort som vist i figur 1.

Det skal understreges, at udviklingen i brændselspriser er af afgørende betydning for de opstillede cases.



Figur 1. Energistyrelsens samfundsøkonomiske brændselspriser an kraftværk (2012)

Desuden er der ikke taget hensyn til hvordan udviklingen på skifergasområdet vil være – en udvikling som i stort omfang vil kunne påvirke prisforudsætninger i de opstillede business cases. Den forventede fremtidige udvikling i energipriser udgør normalt et centralt element i virksomhedernes beslutningsproces ved investering i biomasseløsninger.

De anvendte energipriser (2012) er pålagt aktuelle afgifter (2012) alt efter anvendelsesformål som gengivet i tabel 2-5 nedenfor. Undtaget herfra er vindmøllecasen i afsnit 10.

Brændselspriserne er helt afgørende for de efterfølgende cases. Derfor vil afvigelser fra det forudsatte kunne give betydelige afvigelser i tilbagebetalingstiderne.

² <http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Fremskrivninger/beregningsforudsatninger/Sider/Forside.aspx>

³ <http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Fremskrivninger/beregningsforudsatninger/Documents/Priser%20-%20Biomasse%202011.pdf>

Kul:

Pris fordelt på anvendelseskategori 2012	Kul				
	El	Proces	Rumvarme	Overskudsv. > 572 kr/MWh	Overskudsv. > 170 kr/MWh
	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]
SO2	2,5	2,5	2,5	-	-
CO2 afgift	15,3	15,3	15,3	-	-
NOx	2,5	2,5	2,5	-	-
Energiafgift	-	7,8	59,4	-	-
Forsyningsikkerhedsafgift	-	-	-	-	-
Overskudsvarme afgift (max)	-	-	-	51,6	15,3
Total afgift	20,3	28,1	79,7	51,6	15,3
Brændselsomkostning (An værk)**	28,3	28,3	28,3	-	-
Total pris	48,6	56,4	108,0	51,6	15,3

Tabel 2. Kulpris anvendt i business cases, 2012 afgifter (*beregnet pris for an værk, da Energistyrelsens samfundsøkonomiske kulpriser er udarbejdet for kraftværker og for an værk).

Det skal bemærkes at disse kulpriser kan variere noget ift. de kulpriser erhvervslivet normalt forhandler sig frem til, hvilket påvirker rentabiliteten i de enkelte business cases.

Naturgas:

Pris fordelt på anvendelses kategori 2012	Naturgas				
	El	Proces	Rumvarme	Overskudsv. > 572 kr/MWh	Overskudsv. > 170 kr/MWh
	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]
SO2	-	-	-	-	-
CO2/kvote	9,2	9,2	9,2	-	-
NOx	1,0	1,0	1,0	-	-
Energiafgift (Naturgasafgift)	-	7,8	59,4	-	-
Forsyningsikkerhedsafgift				-	-
Overskudsvarme afgift (max)	-	-	-	51,6	15,3
Total afgift	10,2	18,0	69,6	51,6	15,3
Brændselsomkostning (An værk)	63,1	63,1	63,1	-	-
Total pris	73,3	81,1	132,7	51,6	15,3

Tabel 3. Naturgaspris anvendt i business cases, 2012 afgifter

Det skal bemærkes at disse gaspriser kan variere noget ift. de priser erhvervslivet forhandler sig frem til, hvilket påvirker rentabiliteten i de enkelte business cases, hvorfor Energistyrelsens samfundsøkonomiske priser er anvendt i alle tilfælde.

Træflis:

Pris fordelt på anvendelses kategori 2012	Træflis				
	El	Proces	Rumvarme	Overskudsv. > 572 kr/MWh	Overskudsv. 170 kr/MWh
	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]
SO2	-	-	-	-	-
CO2/kvote	-	-	-	-	-
NOx	2,3	2,3	2,3	-	-
Energiafgift				-	-
Forsyningsikkerhedsafgift			-	-	-
Overskudsvarme afgift (max)	-	-	-	-	-
Total afgift	2,3	2,3	2,3	-	-
Brændselsomkostning (An værk)	47,3	47,3	47,3	-	-
Total pris	49,6	49,6	49,6	-	-

Tabel 4. Træflispris anvendt i business cases, 2012 afgifter

Der er i de opstillede business cases ikke indhentet forhandlingspriser på træflis, hvorfor Energistyrelsens samfundsøkonomiske priser er anvendt i alle tilfælde.

Træpiller:

Pris fordelt på anvendelses kategori 2012	Træpiller m. bindemiddel med svovl				
	El	Proces	Rumvarme	Overskudsv. > 572 kr/MWh	Overskudsv. 170 kr/MWh
	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]	[kr./GJ]
SO2	2,5	2,5	2,5	-	-
CO2/kvote	-	-	-	-	-
NOx	2,3	2,3	2,3	-	-
Energiafgift				-	-
Forsyningsikkerhedsafgift			-	-	-
Overskudsvarme afgift (max)	-	-	-	-	-
Total afgift	4,8	4,8	4,8	-	-
Brændselsomkostning (An værk)	74,5	74,5	74,5	-	-
Total pris	79,3	79,3	79,3	-	-

Tabel 5. Træpillepris anvendt i business cases, 2012 afgifter

Der er i de opstillede business cases ikke indhentet forhandlingspriser på træpiller, hvorfor Energistyrelsens samfundsøkonomiske priser er anvendt i alle tilfælde. Disse træpille priser ligger relativt højt i forhold den virkelige markedssituation.

Der skal i forhold til brændsel benyttet til elproduktion bemærkes, at der ikke er taget hensyn til virkningsgraden af elproduktionen samt hvorvidt afgiften er fordelt efter V-formlen eller E-

formlen⁴. Prisen på brændsel anvendt til el kan således ikke direkte benyttes til at sammenligne de samlede omkostning til produktion af el.

Profitabiliteten ved elbesparelser i industrien vil ikke påvirkes som følge af en konvertering til bio-brændsler, da referenceprisen for den slags besparelser vil være el købt på nettet. Dog er der en teoretisk mulighed for at en virksomhed producere efter nettoprincippet og altid producere tilstrækkeligt el til at dække eget behov. I et sådanne tilfælde vil der skulle benyttes egen omkostning til produktion af el til vurdering af eventuelle besparelser. Denne situation vurderes dog at være meget sjælden.

I forhold til anlægslevetid er der i hvert enkelt business case angivet, hvilke restlevetider eksisterende kedler m.m. vurderes at have.

Viegand Maagøe

København

Marts 2013

⁴ Kraftvarme ENS-afgiftsregler for centrale og decentrale kraftvarmeværker - <http://www.skat.dk/skat.aspx?oId=1863618&vId=0>

2 anbefalinger om forundersøgelser

Det er gennem opstillingen af "business cases" blevet klart, at en række forhold er afgørende for at biomasseprojekterne samlet ses gennemføres energimæssigt og samfundsøkonomisk optimalt. Energistyrelsen bør derfor stille krav til at en række forhold skal være vurderet før der kan ydes tilskud til en større investering i et biomasseanlæg:

- Fjernvarme

Det bør ved planlægning af biomassekedler baseret på træflis vurderes om der er mulighed for at afsætte overskudsvarme ved kondensering af fugtige røggasser til fjernvarmeformål. Herved kan der opnås en høj samlet virkningsgrad, hvor dampproduktion alene typisk vil opnå en virkningsgrad omkring 80-90% når træflis er brændsel.

- Elproduktion

Rentabiliteten ved ny eller forbedret elproduktion på dampturbiner bør vurderes for installationer med en indfyret effekt større end 10 MW. For træpilleanlæg større end 10 MW bør det vurderes om omlægning til træflis med samtidig elproduktion er mulig.

- Procesoptimering

Ved nyanlæg af biomassekedler bør det undersøges om der internt på virksomhederne er mulighed for samtidigt at gennemføre investeringer i større optimeringer af procesanlæg – eksempelvis ved introduktion af nye teknologier (BAT) eller ved gennemførsel af større varmegenvindingsprojekter. Gennem sådanne optimeringsprojekter kan størrelsen af den nye kedelinstallation eventuelt reduceres.

- Rumvarme

Virksomheder med større forbrug af rumvarme bør foretage en gennemgribende gennemgang af varmesystem og ventilationsanlæg med henblik på dels at sikre at rumvarmebehovet er reduceret mest muligt, dels at vurdere om overskudsvarme i produktion og forsyningsanlæg kan anvendes til rumvarmeformål. Det skal herunder vurderes om overskudsvarme kan udnyttes gennem etablering af nye forsyningsledninger (varmt vand).

- Varmepumpedrift

Det bør i tilknytning til ovenstående forhold (rumvarme og procesoptimering) vurderes om varmepumpeanlæg i større eller mindre omfang kan bidrage til at forbedre virksomhedens samlede energiudnyttelse.

Øvrige energispareprojekter, for eksempel elbesparelser, kan ikke betragtes som havende direkte tilknytning til en biomasseinvestering og bør derfor ikke være omfattet af kravspecifikationen med mindre Energistyrelsen ønsker at bygge denne på et krav om at der skal gennemføres et energisyn. I så fald skal det sikres at ovennævnte forhold får specielt opmærksomhed i energisynet.

3 Konvertering af eksisterende kedler fra kul til træflis

Flere store gamle kulfyrede kedler (> 20 MW) er stadig i drift i dansk industri - typisk inden for papir- og papirmasseindustrien, i større kemiske komplekser og i nogle energiintensive fødevarer-virksomheder.

Nogle af disse kedler er gennem årene blevet ombygget at bruge naturgas som brændsel. Kedelanlægget kan med relativt lave investeringer ombygges til at udnytte træflis og denne business case giver samlet en besparelse på driftsomkostninger, selvom bemanding- og vedligeholdelsesomkostninger vil være højere.

Business casen præsenteret nedenfor er baseret på faktiske data fra en forundersøgelse for et stor kemisk kompleks.

3.1 Base-case ved konvertering fra kul til træflis

Grundideen i dette projekt er at ombygge kedel, brændselslager og -håndtering m.v. så kul kan erstattes af træflis som brændsel.

Det er en større virksomhed med mere end 250 ansatte og med drift hele året i alle døgnets timer.

Det antages, at der ikke er relevante eller attraktive alternative scenarier. Investeringen i en komplet ny kedel vil være meget højere end ved ombygning af den nuværende kedel. Selv om en konvertering til naturgas vil kunne forbedre kedelens energieffektivitet med 5 – 10% og samtidig mindske drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne, er denne løsning ikke attraktiv, da naturgas er et meget dyre brændsel.

En investering i konvertering af kedelanlægget til træflis vil være båret af lavere driftsudgifter, selv om brændselsudgiften til træflis i sig selv er lidt højere end til kul, men de lavere afgifter bevirker at den samlede omkostning er lavere. Miljøpåvirkningen (CO₂ og SO₂) vil være lavere og de lavere afgifter gør træflis billigst.

Bemandings- og vedligeholdelsesudgifterne vil forventelig være højere da håndteringen af brændslet er mere kompleks og investeringen i lagerfaciliteter er større.

Kedlen forventes at have en restlevetid på mindst 10 år på trods af den høje alder.

Projektudviklingsomkostninger

Før end der kan træffes beslutning om investeringen er det nødvendigt at afklare projektet mht.:

- Forprojektering for bestemmelse af investering og driftsomkostninger
- Teknisk vurdering af tilstanden af kedel og røggassystem
- VVM undersøgelse for etablering af træflislager
- Afklaring med miljømyndigheden
- Ansøgning om investeringstilskud ved Energistyrelsen

Udgifterne hertil er 1½ mio. DKK, hvoraf VVM undersøgelse og afklaring om miljø udgør halvdelen.

Investeringsudgifter

Investeringsudgifterne kan opdeles i:

- | | |
|--|-------------|
| • Ombygning af kedelanlæg samt træflishåndtering | 15 mio. DKK |
| • Træflislager og transportsystem | 20 mio. DKK |
| • Øvrige installationsomkostninger | 7 mio. DKK |

- Projektering, tilsyn og øvrige omkostninger. 3 mio. DKK

Den samlede investering er 45 mio. DKK.

Besparelse i brændselsomkostninger

Kedelanlæggets gennemsnitlige effekt er ca. 15. MW og er i drift 8.000 timer pr. år (120.000 MWh/år).

Brændselsomkostninger ud over selve indkøbsprisen meget afhængig af hvad den producerede damp anvendes til og dermed hvilke afgifter den belægges med (damp til elproduktion, damp til procesformål, damp til rumopvarmning). I den aktuelle sag går 11% til elproduktion, 76% til procesformål og 13% til rumopvarmning hvilket giver følgende gennemsnitlige omkostninger for kul:

Kilde	Gennemsnitlig brændselsudgift (DKK/MWh)
Energistyrelsen (leveret til produktionen*)	224

Tabel 6. Nuværende brændselsudgifter ved kul (*fastsat ud fra data fra Energistyrelsen).

Den tilsvarende damppris baseret på træflis er 178 DKK/MWh (Energistyrelsen (leveret til produktionen) – igen priser er forhandlet).

Under disse forudsætninger er de årlige besparelser:

Kilde	Prisforskel (DKK/MWh)	Årlig brændselsbesparelse
Energistyrelsen (lev.*) 120.000 MWh/år	46	5,5 mio. DKK

Tabel 7. Besparelse i de samlede brændselsudgifter ved konvertering fra kul til træflis (*estimat)

Det skal bemærkes, at virksomheder underlagt de europæiske CO₂-kvote bestemmelser, kan med de nugældende kvotepriser opnå lavere priser, og dermed vil besparelsen ved overgang til biomasse blive reduceret.

Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

For træflislageret samt vedligehold af kedel- og røggassystem forøges omkostningerne med:

- Yderlig vedligehold (1-2%) svarende til 0.50 -1.0 mio. DKK/år.
- Ekstra bemandingsomkostninger for træflishåndteringen 0.50 mio. DKK/år

I alt ydelige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på ca. 1,2 mio. DKK/år.

Business case

De samlede projektomkostninger til planlægning, projektering og udførelse af en konvertering fra kul til træflis er:

- Projektudviklingsomkostninger 1,5 mio. DKK
- Projektering og udførelse 45 mio. DKK

Investering i alt: 46.5 mio. DKK

Besparelser og simpel tilbagebetalingstid:

Kilde	Besparelse på brændsel	Øgede udgifter til drift og vedligehold	Årlig besparelse	Simpel tilbagebetalingstid
Energistyrelsen (lev.*)	5,5 mio. DKK	1,2 mio. DKK	4.3 mio. DKK	10,8

Tabel 8. Simpel tilbagebetalingstid ved konvertering fra kul til træflis uden investeringstilskud.

I dette tilfælde har udsving i brændselsprisen afgørende betydning for projektet rentabilitet.

Investeringstilskud

Virksomheden i dette eksempel er en stor virksomhed i følge EU's definitioner.

Som før nævnt findes der ikke en billigere teknisk løsning. Derfor skal investeringstilskuddet beregnes ud fra den fulde investeringssum.

- MRB-ordning

Et investeringstilskud på 60% kan gives til de ekstra udgifter der er ved at renovere og drive kedelanlægget ud over en femårs periode.

- GFF-ordning

Et investeringstilskud på 45% kan opnås af store virksomheder udanset hvilke driftsbesparelser der opnås ved investeringen.

Planning cost	1,5 MDDK
Investment	45,0 MDDK
Total investment	46,5 MDDK
Fuel savings	5,5 MDDK
Extra operation costs	-1,2 MDDK
Total savings	4,3 MDKK/year
SPBP	10,93 years

Large industries		MRB	GFF
Support rate		60%	45%
Saving 5Y	[MDKK]	21,27	
Remaining	[MDKK]	25,23	
Support	[MDKK]	15,14	20,93
Actual investment	[MDKK]	31,36	25,58
SPBP	[years]	7,37	6,01

Tabel 9. Simpel tilbagebetalingstid ved henholdsvis MRB- og GFF-ordningen ved konvertering fra kul til træflis.

Efterfølgende sættes disse beregninger ind i et bredere perspektiv.

3.2 CO₂-emission og forbrændningseffektivitet

Da træflis betragtes som CO₂-neutral vil en konvertering fra kul til træflis give en betydelig reduktion af CO₂-emissionen svarende til 41.040 tons CO₂ pr. år (baseret på en emissionsfaktor på 95 kg/GJ for kul).

Forbrændningseffektiviteten vil blive lidt reduceret med træflis i forhold til kul. Dette skyldes den store vandmængde, der skal fordampes ved afbrænding af træflis.

Overslagsmæssigt vil kedelanlæggets effektivitet falde med 2-3 % i forhold til 86% ved kul. De faktiske tal vil afhænge meget af driften af kedelanlægget og den producerede dampes kvalitet.

3.3 Sammenhæng med andre energisparreprojekter

For dette projekt er der naturlige berøringsflader til andre energisparreprojekter.

Fjernvarme

På grund af det høje vandindhold vil fyring med træflis give en betydelig mængde varme ved lave temperature i røggassen, der kan anvendes til lavtemperatur opvarmning.

I den konkrete sag kan virksomheden ikke selv anvende energien uden betydelige investeringer i anlægsændringer og nye installationer.

Det er muligt at afsætte energien eksternt da virksomheden ligger tæt på et fjernvarmeværk og det vil være muligt at sælge varmen hertil. Hvis 50% kan nyttiggøres, vil det være muligt at opnå yderlig følgende energimængder fra afbrændingen af træflis:

$$120.000 \text{ MWh/år} * 20\% * 50\% = 12.000 \text{ MWh/ år}$$

Såfremt energien afsættes til fjernvarme kan der forventes en slagspris på 200-300 DKK/MWh. Dette vil give et ekstra provnue på:

$$12,000 \text{ MWh/år} * 250 \text{ DKK/MWh} = 3 \text{ mio. DKK/år}$$

Investeringen herfor omfatter ekstra varmevekslere til udnyttelse af kondenseringsvarmen fra røggassen samt rørinstallation for forbindelse til fjernvarmesystemet. I alt en investering på ca 8 mio. DKK.

Herved kan det samlede projekt opnå en betydelig bedre økonomi:

Planning cost	1,5 MDDK
Investment	45,0 MDDK
Investment in DH	8,0 MDDK
Total investment	54,5 MDDK
Fuel savings	5,5 MDDK
Income from selling DH	3,0 MDDK
Extra operation costs	-1,2 MDDK
Total savings	7,3 MDKK/year
SPBP	7,51 years

Large industries		MRB	GFF
Support rate		60%	45%
Saving 5Y	[MDKK]	36,27	
Remaining	[MDKK]	18,23	
Support	[MDKK]	10,94	24,53
Actual investment	[MDKK]	43,56	29,98
SPBP	[years]	6,01	4,13

Tabel 10. Simple tilbagebetalingstid ved henholdsvis MRB- og GFF-ordningen ved konvertering fra kul til træflis samt afsætning af fjernvarme.

Forbrændingseffektiviteten vil kun blive forbedret med få procent ved afsætning af fjernvarme. Derimod vil der være en betydelig CO₂-reduktion svarende til 220 tons pr. år på fjernvarmeværket (med en CO₂-emissionsfaktor på 50.9 kg/GJ for fjernvarme).

Elektricitets produktion

Virksomhedens dampforbrug er blevet reduceret betydeligt over årene og derfor bliver det nuværende turbineanlæg kun delvis udnyttet

Det vil være relevant at overveje økonomien i at udvide projektet med en ny turbineinstallation for at øge elektricitetsproduktionen. Investeringen herfor omfatter en ny lavtryksturbine med tilhørende generator. Løsningen er tæt knyttet til afsætning af fjernvarme og er ikke bearbejdet på nuværende tidspunkt.

Diskution

En samlet vurdering af business casen skal omfatte:

- Naturgas som udgangspunkt

Mange store kulanlæg er blevet ombygget til naturgas gennem årene selv om det er et meget dyrere brændsel, men med lavere omkostninger til bemanding og vedligehold. Det formodes at business casen forbedres betydeligt med naturgas som udgangspunkt.

Økonomien påvirkes meget af den fremtidige udvikling i energipriser jfr. Figur 1 i afsnit 1.3. Den simple tilbagebetalingstid reduceres betragteligt hvis naturgaspriserne stiger mere end træflispriserne. Den aktuelle tendens er dog, at de to priser vil følge hinanden i lang tid, hvilket betyder at besparelspotentialerne vil være sammenlignelige i dette tidsrum.

- Brændselseffektivitet

Hvis det ikke er muligt at afsætte energi fra røggaskølingen til fjernvarme vil den samlede brændselseffektivitet ved en træflisløsning være på samme niveau som ved kulfyring og lidt lavere end ved naturgasfyring.

Er afsætning til et fjernvarmenet derimod muligt vil den samlede brændselseffektivitet ved en træflisløsning blive betydeligt forbedret – i størrelsesorden 10-15% af brændselsenergien.

- Interne energiforbedringer

Besparelser i virksomhedens energiforbrug i produktionsprocesserne kan påvirke business casen på flere måder:

- Fyring med træflis på et eksisterende kedelanlæg reducerer kedels kapacitet betydeligt – i størrelsesorden 30 %.

Mange virksomheder lig dette eksempel har over de senere år reduceret dampbehovet betydeligt ved fortsatte energibesparelser og ved ændringer i produktionen herunder outsourcing af energiintensiv produktion til andre lande.

For mange virksomheder vil interne energispareprojekter ikke direkte påvirke konverteringsprojektet, men andre investeringer kan være en forudsætning for konverteringsprojektet og må ses i en sammenhæng i en business case.

Store projekter med elektricitetsbesparelser vil sjældent blive igangsat sammen med et konverteringsprojekt.

4 Ny træpillekedel til proces og rumvarme

Mange mindre og mellemstore virksomheder benytter i dag naturgas som brændsel og driver kedelanlæg med forholdsvis høj effektivitet. Nogle producerer tillige elektricitet med gasturbine.

Især fødevareindustrien og den farmaceutiske industri er tilbageholdende med at bruge træflis som brændsel på grund af fødevarerisikoen, da lagerfaciliteter til træflis til en vis grad danner en bakterierisiko. I sådanne industrier, vil træpiller danne det mest realistiske potentiale for konvertering. Træpiller er også attraktive pga. færre arealkrav og mindre behov for arbejdskraft.

Den efterfølgende business case er baseret på faktiske data fra en forundersøgelse for fødevare ingrediensfabrik med mellem 50 og 250 ansatte.

4.1 Konvertering til træpiller

Grundideen i dette projekt er at etablere en ny træpille kedelanlæg, herunder siloer til opbevaring af træpiller lige ved siden af den eksisterende kedelbygning.

Sammenlignet med naturgas, kræver denne nye driftsform mere plads, mere røggasrensning og også mere vedligeholdelse af kedler og røggashåndtering. Følgelig må ekstra bemandingsomkostninger forventes, selv om moderne træpillefyr drives med en høj grad af automatisering.

Ingen alternative investeringer i at forbedre forbrændingen effektivitet ved naturgasfyring er relevante og er langt fra at danne en attraktiv business case. Investeringen skal betragtes som en forudsætning for at reducere driftsomkostningerne, da træpiller er et billigere brændsel end naturgas, særligt til rumvarme.

Projektudviklingsomkostninger

Nogle indledende aktiviteter er nødvendige for at der kan tages beslutning om en investering i ombygning af kedelanlægget:

- Forstudie til fastlæggelse af investering og drift
- Ansøgning om investeringstilskud (Energistyrelsen)

Disse omkostninger beløber sig til 0,3 mio. DKK

Investering

Investeringsomkostningerne omfatter:

- | | |
|--|------------|
| • Ny kedel | 9 mio. DKK |
| • Silo-system | 3 mio. DKK |
| • Bygning og fundering | 5 mio. DKK |
| • Øvrige installationer | 5 mio. DKK |
| • Byggestyring, projektering og tilsyn | 3 mio. DKK |

Den samlede investering er 25 mio. DKK

Reducerede brændselsomkostninger

Kedelanlægget har en gennemsnitlig belastning på ca. 7 MW og er i drift 6.000 timer pr. år svarende til 42.000 MWh/år.

Den gennemsnitlige brændselsomkostning er ud over indkøbsprisen påvirket af hvordan den producerede energi anvendes og dermed hvilken beskatning den pålægges (proces- eller rumvarme).

I dette tilfælde er der forudsat 75 % til procesvarme og 25 % til rumvarme hvilket giver følgende gennemsnitlige brændselsomkostninger:

Kilde	Gennemsnitlig brændselsomkostning (DKK/MWh)
Energistyrelsen	338

Tabel 11. Nuværende brændselsomkostning for et naturgasfyret kedelanlæg.

Ved fyring med træpiller forudsættes en pris på 285,5 kr./MWh (Energistyrelsen (leveret på anlæg) – de nyeste opgørelser peger på en 10 % lavere pris).

Baseret på denne pris og med forudsætning af same effektivitet ved fyring med naturgas og med træpiller vil en konvertering resultere i følgende årlige brændselsbesparelser:

Kilde	Prisforskel (DKK/MWh)	Årlig brændselsbesparelse
Energistyrelsen	52,9	2,2 mio. DKK

Tabel 12. Brændselsbesparelse med nyt kedelanlæg fyret med træpiller og 42.000 MWh/år

I dette tilfælde er virksomheden ikke omfattet af kvotereglerne og dermed er der ikke medtaget evt. salg af CO₂-kvoter.

Drifts- og vedligeholdelseskostninger

De øgede omkostninger ved vedligehold af kedel og røggassystem udgør:

- Øget vedligehold 0,30 mio. kr./år.

Da driftsomkostningerne er på same niveau er den samlede øgning i drifts- og vedligeholdelseskostninger ca. 0,3 mio. kr./år.

Business case

Den samlede investering for at etablere et nyt træpille kedelanlæg:

- Investering 25 mio. kr.
- Projektudvikling 0,3 mio. kr.

Investering i alt 25,3 mio. kr.

Samlet besparelse og simpel tilbagebetalingstid:

Kilde	Brændselsbesparelse (mio. DKK)	Øget vedligehold (mio. DKK)	Årlig besparelse (mio. DKK)	Simple tilbagebetalingstid (år)
Energistyrelsen	2.2	0.3	1.9	13.1

Tabel 13. Simple tilbagebetalingstid uden investeringstilskud.

I dette tilfælde afhænger tilbagebetalingstiden meget af hvilken indkøbspris, der kan opnås.

Investeringstilskud

Virksomheden er en mellemstor SMV i henhold til EU's definitioner. Som nævnt er der ikke et teknisk løsningsalternativ, der giver et billigere alternativ end den foreslåede nye kedel. Følgelig kan et investeringstilskud beregnes ud fra den fulde investering.

- MRB-metode

Et samlet investeringstilskud på 70% kan ydes til de ekstra omkostninger i forbindelse med renovering og drift af kedelanlægget ud over en 5 årig periode.

- GFF-metode

Ifølge GFF-ordningen kan mellemstore virksomheder opnå et investeringstilskud på 55% uanset hvilke driftsbesparelser investeringen vil give.

I nedenstående tabel er nøgletallene for business casen angivet.

Planning cost	0,3 MDDK
Investment	25,0 MDDK
Total investment	25,3 MDDK
Fuel savings	2,2 MDDK
Extra operation costs	-0,3 MDDK
Total savings	1,9 MDKK/year
SPBP	13,16 years

SME industries		MRB	GFF
Support rate		70%	55%
Saving 5Y	[MDKK]	9,61	
Remaining	[MDKK]	15,69	
Support	[MDKK]	10,98	13,92
Actual investment	[MDKK]	14,32	11,39
SPBP	[years]	7,45	5,92

Tabel 14. Simpel tilbagebetaling efter MRB og GFF metoden ved konvertering fra naturgas til træpillefyring for en mellemstor virksomhed.

Det skal bemærkes at afgiften på naturgas til rumopvarmning har betydelig indflydelse på rentabiliteten i business casen.

4.2 CO₂-emission og kedeleffektivitet

Da træpiller betragtes som CO₂-neutrale vil en konvertering fra naturgas til træpiller give en betydelig reduktion af CO₂-emissionen med 8.603 ton CO₂ pr. år (baseret på en emissionsfaktor på 56,9 kg/GJ for naturgas).

Kedelvirkningsgraden vil for træpiller være omtrentlig den same som for naturgas.

4.3 Sammenspil med andre energirelaterede projekter

Dette projekt har en række vigtige berøringsflader til flere andre energirelaterede projekter.

Elektricitetsproduktion

Den aktuelle virksomhed er for lille til at overveje etablering af en dampturbine i forbindelse med en ny kedelinstallation.

Ny fordamper

Den aktuelle virksomhed har en proces med termisk fordampning og vil have mulighed for skifte denne enhed ud med et MVR-anlæg (kompressor/varmepumpe) og derved reducere dampforbruget med 30 % med kun en mindre forøgelse af elforbruget (50 kW).

Investeringen i et sådant anlæg vil beløbe sig til ca. 15 mio. DKK med en årlig besparelse på ca. 3 mio. DKK. Da dette projekt vil reducere dampbehovet væsentligt således at investeringen i nyt kedelanlæg ligeledes kan reduceres.

Denne form for procesintegration bør overvejes som en integreret del af business casen.

Diskussion

En mere omfattende vurdering af business casen skal omfatte følgende emner:

- Nyt anlæg

Alternative investeringer

- Gasolie som udgangspunkt

Nogle virksomheder fyrer i dag med gasolie og har derfor en højere energipris og tilsvarende kortere tilbagebetalingstid.

- Træflis som brændsel

Som alternative til træpiller bør træflis overvejes. Et anlæg til træflisfyring har en større investering, men træflis er billigere end træpiller. Om denne driftsbesparelse er nok til at et træflisanlæg er mest rentabelt må afgøres i den enkelte sag.

- En række virksomheder i denne kategori driver gasturbiner (typisk 3.7 MW elektrisk effekt) til elproduktion og udstødningen bliver brugt i en udstødskelel til dampproduktion.

I disse tilfælde vil en overgang fra naturgas til træpiller medføre et tab af elsalg og dermed en dårligere business case end fremstillet ovenover.

Dette kan tildels modvirkes såfremt der opnås en "stand-by fee" for at vedligeholde og holde turbinen klar til indkobling på nettet med kort responstid.

Endeligt skal det bemærkes at integration af varmepumper i energiforsyningen i eksempelvis fødevarerindustrien kan være et attraktivt senarie. I træpille casen ovenover kan dette reducere størrelsen af træpillekedelen med ca. 20 %.

5 Supplementary use of biomass to large coal-fired kiln

Several large coal-fired kilns are operated to produce cement clinkers and various clay-products for the building industry.

Due to the need for an intensive, high temperature combustion process to transform raw materials into clinkers etc., coal is a very suitable fuel and other fuels can only be used to a limited degree.

Several kilns have however over the years begun to add old car tires, plastic waste and other waste materials to the fuel and it is anticipated that also wood pellets to a certain degree can be used as supplementary fuel (wood chips are too large and humid).

5.1 Base-case supplementary use of biomass for coal-fired kiln

The base-case scenario for this project is to establish new silos, mills and blower aggregates to add milled wood pellets to the existing combustion system for a coal-fired kiln.

No alternative investments is relevant – no kiln, calcinatory system or alternative process (a “dry” kiln will compared to “wet” kiln save 40% of the fuel consumption) can be established even though the overall efficiency of the kiln system could be improved significantly this way. The payback in such changes will be very high (>20 years).

The investment to utilize wood pellets must be considered as “enforced” aiming at reducing carbon foot print as wood pellets are more expensive than coal.

Initial planning costs

Some planning activities is necessary before decision on re-building a boiler can be taken:

- Feasibility study for investments and operating costs
- EIA-investigations (in Danish: VVM) re. transport and storage of fuels etc.
- Application of investment support (Danish Energy Agency)

These costs sum up to approximately 1,0 MM DKK.

Investment costs

The investment costs comprise:

- | | |
|--|----------|
| • Silo-system and conveyors | 3 MM DKK |
| • Mills | 3 MM DKK |
| • Foundation works | 2 MM DKK |
| • Other (M&E) | 2 MM DKK |
| • Detailed engineering, supervision etc. | 3 MM DKK |

Total investment cost sums up to 13 MM DKK

Saved fuel costs

The kiln has average load of approximately 50 MW and 8,000 annual operating hours (equally 400,000 MWh/year). It is estimated that 10% of this heat load similar to 40,000 MWh/year can be covered via wood pellets.

The actual coal prices is:

Source	Coal price (DKK/MWh)
Danish Energy Agency (At plant)	203

Table 15. Present Coal price for coal fired kiln.

The price for wood pellets is 285.5 DKK/MWh (Danish Energy Agency (At plant) – no real prices are negotiated yet) – thus fare more expensive than coal.

Based on these prices, the annual extra costs for fuel is:

Source	Delta price (DKK/MWh)	Annual extra fuel cost
Danish Energy Agency (At plant) 40,000 MWh/year	82,4	3.3 MM

Table 16. Extra fuel costs for new boiler base on wood pellets

It has to be noted that the coal price from Danish Energy Agency is including full CO2 tax. The reason why the company has a lower price than Danish Energy Agency could be because they purchase their own carbon as they are under the carbon cap and trade system in Europe (EUETS).

O&M-costs

Extra costs for operation and maintenance of silos, conveyors and mills:

- Extra maintenance similar to 0.5 mill DKK/year.
- Extra electricity costs for mills and motors similar to 0.5 MM DKK/Year.

Total extra O&M costs therefore amounts to approximately 1 MM DKK/year.

Business case

The total costs to plan, design and establish the new boiler plant will be:

- Investment cost 13 MM DKK
- Planning costs 1 MM DKK

Total costs 14 MM DKK

The total extra operating costs and thereby simple payback period will be:

Source	Extra fuel costs (DKK)	Extra maintenance costs (DKK)	Extra annual costs (DKK)	Simple payback (years)
Danish Energy Agency (At plant)	3.3 MM	1 MM	4.3 MM	∞

Table 17. Simple payback period (SPBP) for business case.

For this business case, investments will never pay back due to the increase operating costs.

Investment support

The company above is considered as a large company according to EU's definitions.

As stated no alternative and cheaper technical solutions can be considered instead of the proposed new boiler station. Therefore any investment support must be calculated from the full investment outlined above.

- MRB-scheme
A total investment support of 60% can be provided for the extra costs related to investments and operation costs over a 5 year period.
- GFF-scheme
According the GFF-scheme, large companies can have a support of 45% of the investment costs no matter which operating savings that are achieved from the investment.

In the table below, the key-figures for the business case are summarized.

Planning cost	1,0 MDDK
Investment	13,0 MDDK
Total investment	14,0 MDDK
Fuel savings	-3,3 MDDK
Extra operation costs	-1,0 MDDK
Total savings	-4,3 MDKK/year
SPBP	∞ years

Large industries		MRB	GFF
Support rate		60%	45%
Saving 5Y	[MDKK]	-21,48	
Remaining	[MDKK]	35,48	
Support	[MDKK]	21,29	6,30
Actual investment	[MDKK]	-7,29	7,70
SPBP	[years]	1,70	∞

Table 28. Key Figures for supplementary use of wood pellets in coal-fired kiln.

The above calculation shows a positive simple payback period (SPBP) for the business case when using MRB. This is however misleading as the investment support is actually higher than the actual investment in the projects due to extra operation cost for the first five years of operations.

The SPBP is in this case and indication of when the overall operation cost of the project turns negative.

5.2 CO2-emissions and combustion efficiency

As wood chips are considered to be carbon-neutral, the conversion from coal to wood chips will lead to a significant CO2-emission-reduction of 13,680 tonnes of CO2 per year (based on a emission-factor for coal of 95 kg/GJ).

When it comes to combustion efficiency, wood chips will reduce the kiln efficiency slightly as compared to coal because of the large amounts of moist to be evaporated during combustion of wood chips.

5.3 Interface other energy-related projects

For this project there is an important interface to a number of other energy-related investment projects.

Process optimization

As mentioned above, there might be an opportunity to install an improved pre-heating-system at the kiln, where raw materials or combustion air is preheated utilizing the hot flue gases from the kiln.

Such a change will however have long payback periods.

District heating

Old kilns as those operated in this facility (and most other Danish kilns) have a poor preheater system and therefore high temperature flue gases that can deliver waste heat for district heating purposes.

Other bio-fuels and waste products

Most kiln-operators have considered using other sorts of fuels like bone meal, waste from municipal parks etc.

Such fuels are much cheaper than wood pellets and the business case is more attractive than presented above. However such solutions require significant technical investigations regarding how product quality and kiln system is influenced.

6 Biogas for high-temperature furnaces

Several large and energy intensive industries can't use wood pellets and wood chips for process heating as processes are operated at high temperatures and under conditions where by example steam and other media not can be used.

This is by example the case with tile- and brick industries, glass melting, production of insulation materials etc. In such industries, biogas will be the only way to apply renewable energy for process heating.

A major barrier for such industries is however that raw materials for biogas production are not directly available and that production of biogas is seen as an activity far away from the normal business interest.

Most likely such industries shall purchase upgraded biogas from the natural gas grid or – as in the business case below - form joint ventures for sharing investments in a large biogas plant supplying several industries.

The data below is based on a real feasibility study outside the industrial sector.

6.1 Base-case for biogas

This business case concerns establishment of a joint biogas plant supplying 4 tile- and brick companies situated close to each other.

The biogas partly supplies biogas to the kilns in each company so as approximately 60% of the present natural gas consumption is covered. Natural gas will supply the remaining 40% of the consumption.

The biogas is supplied to the kilns non-processed and can therefore not be sold to the natural gas grid during periods with low brick production. Production of biogas and bricks should therefore be planned carefully.

Export of biogas to the natural gas grid will increase production costs for biogas with approximately 1 DKK per m³.

No alternatives to the biogas plant are regarded as relevant if renewable energy shall be used at the 5 companies. The suggested investment must therefore be considered as the only feasible solution aiming at reducing operating costs as biogas is cheaper than natural gas.

Initial planning costs

Some planning activities are necessary before the decision on re-building the combustion facilities at the brick companies can be taken:

- Feasibility study for investments and operating costs
- EIA-investigations (in Danish: VVM) re. transport and storage of fuels etc.
- Application of investment support (Danish Energy Agency)

These costs sum up to approximately 1.5 MM DKK of which 50% is EIA.

Investment costs

The investment costs comprise:

• Land area	2 MM DKK
• Tanks and siloes	28 MM DKK
• Tipping area etc.	9 MM DKK
• Gas treatment	9 MM DKK
• Buildings	9 MM DKK
• M&E	11 MM DKK
• Piping 5 facilities	10 MM DKK
• Consultancy and design	5 MM DKK
• Miscellaneous	10 MM DKK

Total investment cost sums up to **93 MM DKK**

Saved fuel costs

The biogas plant will annually produce 8½ MM m³ of biogas with a fuel value of approximately 85.000 MWh/year.

The actual average heating price at the 5 facilities is – next to fuel price – determined by how heat is use and the related energy taxes (process heating vs. building heating) – in this case the present heating price (100% process) amounts to:

Source	Heating price (DKK/MWh)
Danish Energy Agency (At plant)	292

Table 19. Present heating price using natural gas

The heating price based on biogas is considered to be 0 DKK/MWh – however with significant costs for operation of the biogas plant and – se “O&M-costs” below.

Based on these prices, the annual fuel saving is:

Source	Delta price (DKK/MWh)	Annual fuel cost saving
Danish Energy Agency (At plant) 85.000 MWh/year	292	24.81 MM DKK

Table 20. Saved fuel costs for biogas fired kilns in 5 facilities.

It has to be noted that industrial owners under the CO₂ cap and trade scheme in Europe can with the current carbon price achieve substantial lower price on the carbon than what is included in the above price estimates from Danish Energy Agency. Hence, the savings from converting to biogas will be reduced.

O&M-costs

Extra costs for operation and maintenance of the biogas plant comprise:

• Extra maintenance costs	2 MM DKK per year
---------------------------	-------------------

- Supply of raw materials 12 MM DKK per year
- Transportation of raw materials 12 MM DKK per year

Total extra O&M costs therefore amounts to approximately **26 MM DKK/year**.

However, The Danish Parliament has in the spring 2012 approved that the Danish biogas facilities will be granted a production subsidy of the following magnitude:

Biogas to process subsidy	39 DKK/GJ
Biogas subsidy for all types of usage (linked to biogas price)	26 DKK/GJ
Additional support from (2012-2015)	10 DKK/GJ
Additional support 2016	8 DKK/GJ
Additional support 2017	6 DKK/GJ
Additional support 2018	4 DKK/GJ
Additional support 2019	2 DKK/GJ

In the current business case it is assumed that the biogas subsidy is $39+26+7$ DKK/GJ = 72 DKK/GJ (average for the period) assuming that the facility will be commissioned in 2014 and have a PBP of approximately 5 years.

Total subsidy for business case: $(85.000 \text{ MWh/year} \times 3.6 \text{ GJ/MWh} \times 72 \text{ DKK/GJ}) = 22 \text{ MM DKK/year}$

Business case

The total costs to plan, design and establish the new boiler plant will be:

- Planning costs 1.5 MM DKK
- Investment cost 93.0 MM DKK

Total costs 94.5 MM DKK

The net operating savings and thereby simple payback period will be:

Source	Fuel saving (DKK)	Subsidy (DKK)	Extra maintenance costs (DKK)	Annual saving (DKK)	Simple pay-back (years)
Danish Energy Agency(At plant)	24.8 MM	22.0 MM	26 MM	20.8 MM	4.53

Table 21. Simple payback for business case.

In this case, payback varies significantly depending on which natural gas price source that is used in the calculations.

Investment support

The company above is considered as a medium-sized SME according to EU's definitions (<250 employees).

As stated no alternative and cheaper technical solutions can be considered instead of the proposed new biogas facility and distribution network. Therefore any investment support must be calculated from the full investment outlined above.

- **MRB-scheme**
A total investment support of 70% can be provided for the extra costs related to rehabilitation and operation of the total biogas system over a 5 year period.
- **GFF-scheme**
According the GFF-scheme, medium-sized SMEs can have a support of 55% of the investment costs no matter which operating savings that are achieved from the investment.

In the table below, the key-figures for the business case are summarized.

Planning cost	1,5 MDDK
Investment	93,0 MDDK
Total investment	94,5 MDDK
Fuel savings	24,8 MDDK
Biogas subsidy	22,0
Extra operation costs	-26,0 MDDK
Total savings	20,8 MDKK/year
SPBP	4,53 years

SME industries		MRB	GFF
Support rate		70%	55%
Saving 5Y	[MDKK]	104,24	
Remaining	[MDKK]	-9,74	
Support	[MDKK]	-	51,98
Actual investment	[MDKK]	94,50	42,53
SPBP	[years]	4,53	2,04

Table 22. SPBP, MRB and GFF calculation for replacement of natural gas with biogas produced on own biogas facility (SME).

6.2 CO₂-emissions and combustion efficiency

As biogas is considered to be carbon-neutral, the conversion from natural gas to biogas will lead to a significant CO₂-emission-reduction of 17,411 tonnes of CO₂ per year (based on a emission-factor for natural gas of 56.9 kg/GJ).

When it comes to combustion efficiency, biogas and natural gas is considered to have approximately the same combustion efficiency.

6.3 Interface other energy-related projects

In many cases, biogas plants shall be combined with gas engines for power production, which will improve the overall economy of the business case significantly. In the case above, biogas is used directly in the kilns where gas engines will not be feasible.

Biogas plants as the one above should most often consider utilizing industrial waste products. Significant transport problems can in many cases be saved from such solutions.

7 District heating for process and building heating

Presently, there are comprehensive activities in many areas of Denmark to extent district heating systems into areas that previously have been reserved for natural gas.

Due to high investments in piping systems and civil works, connection of industrial consumers (with much higher heat loads than private housing) to the new district heating networks are seen as a key priority to have a fast return of investments.

The business case presented below is based on actual data from a feasibility study for a chemical plant.

7.1 Base-case district heating

The base case scenario for these projects concerns heating of buildings and hot tap water for labour-, cantine- and process purposes. The project concerns converting existing natural gas boilers to district heating. The investment is quite considerable as the existing boilers need to be removed or detached, a new heat exchanger must be installed, and possibly also a new hot-water tank. Furthermore, the existing heat system and pumps must be adjusted to the heat exchanger, perhaps with supplementary control units and energy management system.

Requirements from the district heating company on the cooling of the district heating water⁵ often complicate the projects. The district heating companies often impose a duty if the temperature is too high on the return water.

As an energy saving alternative to converting into district heating, a new natural gas boiler might improve energy efficiency of the combustion a few percentage, but for the current company it is not regarded as an attractive business case.

Initial planning costs

Some planning activities are necessary before decision on converting to district heating can be taken:

- Feasibility study for investments and operating costs
- Technical due diligence of boiler condition and determination of efficiency
- Technical assessment of the heat system especially considering cooling conditions

These costs will be of the magnitude 100,000 DKK.

Investment costs

The investment costs typically comprise:

- | | |
|---|-------------|
| • District heating system incl. remove of boilers | 500,000 DKK |
| • Improvements of cooling of district heating | 300,000 DKK |
| • Improvement of energy management system | 700,000 DKK |
| • Detailed engineering, supervision etc. | 200,000 DKK |

Total investment cost sums up to 1.7 MM DKK. In this case there are no costs to connect to the district heating system.

⁵ (the degree of cooling is defined by the difference in temperature between forward and return pipeline and the consumed heat)

Saved fuel costs

For a natural gas boiler with an average load of approximately 4 MW and 6,000 annual operating hours the annual delivered heat amount is 24,000 MWh.

The actual average heat price is – next to fuel price – influenced by how steam usage is divided for different energy taxes (process heating vs. building heating) – in this case the present steam price (90% building heating and 10% process) amounts to:

Source	Fuel price (DKK/MWh)
Danish Energy Agency(At plant)	459

Table 23. Present fuel price for natural gas fired boiler.

The heating price for district heating in the actual district heating grid is 480 DKK/MWh.

Based on these prices, the heating costs will be reduced as:

Source	Delta price (DKK/MWh)	Annual fuel cost saving
Danish Energy Agency (At plant) 24,000 MWh/year	-21	-0.5 MM

Table 24. Saved fuel costs for new boiler base on wood pellets

In this business case, no CO₂-quotes are involved.

O&M-costs

No extra costs for operation of a district heating unit are identified. On the contrary the conversion will most likely result in O&M savings. Typically the O&M cost for natural gas is 20 DKK/MWh and O&M for district heating is 5 DKK/MWh and as a result a net saving of 15 DKK/MWh or approximately 300,000 DKK/year is assumed for the current business case.

Business case

The total costs to plan, design and carry out the conversion of the boiler from natural gas will be of the magnitude 1.8 MM DKK.

The net operating savings and thereby simple payback period will be:

Source	Fuel saving (DKK)	Saved maintenance costs (DKK)	Annual saving (DKK)	Simple payback (years)
Danish Energy Agency (At plant)	-0,5 MM	0.3 MM	-0.2 MM	∞

Table 25. Simple payback for business case.

Investment support

The company above is considered as a medium-sized SME according to EU's definitions (<250 empl.).

As stated no alternative and cheaper technical solutions can be considered instead of converting to district heating – no alternative investment will be more attractive. Therefore any investment support must be calculated from the full investment outlined above.

- MRB-scheme
A total investment support of 70% can be provided for the extra costs related to rehabilitation and operation of the boiler over a 5 year period.
- GFF-scheme
According the GFF-scheme, medium-sized SMEs can have a support of 55% of the investment costs no matter which operating savings that are achieved from the investment.

In table below, the key-figures for the business case are summarized.

Planning cost	0,1 MDDK
Investment	1,7 MDDK
Total investment	1,8 MDDK
Fuel savings	-0,5 MDDK
Extra operation costs	0,3 MDDK
Total savings	-0,2 MDKK/year
SPBP	∞ years

SME industries		MRB	GFF
Support rate		70%	55%
Saving 5Y	[MDKK]	-1,00	
Remaining	[MDKK]	2,80	
Support	[MDKK]	1,96	0,99
Actual investment	[MDKK]	-0,16	0,81
SPBP	[years]	0,81	∞

Table 26. SPBP, MRB and GFF calculation for replacement of natural gas boiler with district heating (SME industries).

The business case with energy cost according to Danish Energy Agency price estimate shows an increase in operations cost and as such the project will never pay back with or without support. However, the cost for district heating is based on local conditions. Therefore, the business case could very well give different results for different regions.

The above calculation also shows a positive simple payback period (SPBP) for the business case when using DEA prices and MRB. This is however misleading as the investment support is actually higher than the actual investment in the projects due to extra operation cost for the first five years of operations.

The SPBP is in this case and indication of when the overall operation cost of the project turns negative.

Below, these economic figures are discussed in a broader perspective.

7.2 CO2-emissions and combustion efficiency

As both natural gas and district heating have CO2-emission factors of the same magnitude, the CO2-reduction from this conversion will be insignificant 144 tonnes of CO2 per year (based on a emission-factor for natural gas of 56,9 kg/GJ and 50.9 kg/GJ for district heating).

When it comes to combustion efficiency, use of district heating will eliminate those losses related to combustion of natural gas – typical of the magnitude 10% of the energy consumption.

7.3 Interface other energy-related projects

As in the example above, district heating is mainly used for building heating (in this business case 90% of the heat load).

It is estimated that district heating in some sectors (mainly SMEs) can cover parts of the process heating, but in such cases new distribution systems must often be established. This is expensive and usually will have long pay-back periods.

Discussion

It is important to note that the district heating prices varies significantly across the country. Also terms and conditions for payment varies significantly, where some district heating companies partly base the invoices on a large degree of fixed prices where other mainly uses payment according to actual usage of district heating.

In many areas, the business case presented above will therefore not be feasible.

It also have to be noted that district heating is used with 100% efficiency where natural gas fired boilers are not always that efficient – even though higher efficiency and also be achieve.

8 Heat Pump for Process Heating

In several industrial sectors (food industry, pharmaceuticals, food ingredients etc.), a majority of the heat demand is found at relatively low temperatures below 100°C. The reason for this low temperature heat demand is that production processes most often take place at relatively low temperatures and because several utility systems are operated at low temperatures. Such utility systems are by example systems for heating in manual and automatic cleaning systems (CIP) and systems for building heating.

There is a significant technical potential for integration of heat pumps in the utility structure at such facilities, either to utilise waste heat from production processes and utility systems or directly to combined process cooling and process heating into the same heat pump cycle. The main barriers for such solutions are that most utility systems are based on steam and that a full utilisation of the technical potential will require that utility systems are changed into water-based heat supply.

The business case presented below is based on actual data from an implemented project in a dairy /6/.

8.1 Base-case process heating

The base case scenario for this project concerns process heating, e.g. heating of air for process purposes. Heat pumps for process heating are typically installed to utilise waste heat at a low temperature to heat processes at a higher temperature.

The specific project concerns utilising waste heat from a evaporator system by means of a heat pump to heat process air used in a spray dryer for drying of milk powder. The waste heat could in other cases come from refrigeration systems, compressed air systems etc.

The investments are quite considerable as the two processes have to be connected to each other with piping, accumulation tanks, heat exchangers and a heat pump.

In the original system, waste heat from the evaporator is removed via cooling towers while the new heat pump system utilises the waste heat to preheat process air from 28.5°C to 63°C before steam is used to cover the remaining heat demand (up to 200°C).

By this solution a significant steam demand is saved and the load on the cooling towers is reduced significantly thus reducing electricity consumption for fans and pumps. However, the electricity cost to operate the heat pump will be significant.

Initial planning costs

Some planning activities are necessary before decision on installing a process heat pump. The analysis comprise evaluation of waste heat amount, the place to utilise the waste heat, the concurrency of the heat produced and the heat utilised, dimensioning of accumulation tanks etc.

- Analysis of the project and dimensioning
- Feasibility study for investments and operating costs
- Technical assessment of the heat system especially considering cooling conditions

These costs will be of the magnitude 0.50 million DKK.

Investment costs

The investment costs typically comprise:

• Heat pump installation	4.0 million DKK
• Buildings	1.0 million DKK
• Heat exchangers and piping systems	3.5 million DKK
• Optimisation of energy consumption before installation	2.0 million DKK
• Other (M&E)	1.5 million DKK
• Engineering and design	0.5 million DKK

Total investment cost sums up to 12.5 million

Saved fuel costs and additional electricity costs

The primary saving is saved heating of inlet air to the spray dryer from 28.5 C to 63 C from a natural gas steam boiler. A secondary saving is cooling of water from 45 C to 25 C in the cooling tower with a COP of approximately 40 (COP is ration between cooling load and power for fans and pumps in the cooling tower). Additional electrical power consumption is added to the heat pump compressor.

For a waste heat-heating system with an average load of 1.75 MW (1.2 MW from the heat pump and 0.55 MW from direct heat exchange) and 7,200 annual operating hours the annual saved heat amounts to 12,600 MWh.

The annual additional electrical power consumption in the heat pump is 1,900 MWh with a average annual COP on 4.6. The saved cooling in cooling tower power is approximately 250 MWh/year so as to total power consumption is 1,650 MWh/year.

The actual average heat price is – next to fuel price – influenced by how steam usage is divided for different energy taxes (process heating vs. building heating) – in this case the present steam price (100% process) amounts to:

Source	Fuel price (DKK/MWh)
Danish Energy Agency (at plant)	292

Table 27. Present fuel price for natural gas fired boiler.

For electricity to the heat pump, the following prices (100% process) are used.

Source	Fuel price (DKK/MWh)
Danish Energy Agency (at plant)	547

Table 28. Present electricity price for electricity.

Based on these prices, the energy costs will be reduced as shown below (calculating net-prices for each MWh of heat supplied):

Source	Delta price (DKK/MWh)	Annual fuel cost saving (DKK)
Danish Energy Agency (at plant) 12,600 MWh/year	255	3.2 MM

Table 29. Saved fuel costs for new heat pump.

In this business case, no CO₂-quotes are involved.

O&M-costs

There is expected a limited extra maintenance work to operate the heat pump. This is however a traditional heat pump with ammonia as refrigerant, and these types of heat pumps requires well known maintenance. Typically the extra O&M costs for heat pumps with ammonia as refrigerant is expected to be of the magnitude 0.60 DKK/MWh electricity consumed amount to an annual extra cost of approximately DKK 100,000.

Business case

The total costs to plan, design and carry out the conversion of the heat supply to heat pump supply will be of the magnitude 13.0 million DKK.

The net operating savings and thereby simple payback period will be:

Source	Fuel saving (DKK)	Extra maintenance costs (DKK)	Annual saving (DKK)	Simple payback (years)
Danish Energy Agency (at plant)	3.2 MM	0.1 MM	3.1 MM	4.2

Table 30. Simple payback for business case.

Investment support

The company above is considered as a medium-sized SME according to EU's definitions (<250 empl.).

As stated no alternative and cheaper technical solutions can be considered instead of converting to district heating – no alternative investment will be more attractive. Therefore any investment support must be calculated from the full investment outlined above.

- MRB-scheme
A total investment support of 70% can be provided for the extra costs related to rehabilitation and operation of the boiler over a 5 year period.

- GFF-scheme

According the GFF-scheme, medium-sized SMEs can have a support of 55% of the investment costs no matter which operating savings that are achieved from the investment.

In table below, the key-figures for the business case are summarized.

Planning cost	0,5 MDDK
Investment	12,5 MDDK
Total investment	13,0 MDDK
Fuel savings	3,2 MDDK
Extra operation costs	-0,1 MDDK
Total savings	3,1 MDDK/year
SPBP	4,17 years

SME industries		MRB	GFF
Support rate		70%	55%
Saving 5Y	[MDDK]	15,58	
Remaining	[MDDK]	-2,58	
Support	[MDDK]	-	7,15
Actual investment	[MDDK]	13,00	5,85
SPBP	[years]	4,17	1,88

Table 31. SPBP, MRB and GFF calculation for supplementing a natural gas heated process with a heat pump (SME industries).

Below, these economic figures are discussed in a broader perspective.

8.2 CO2-emissions and combustion efficiency

As electricity (for the heat pump) has a significant CO₂-emission factor of 371 kg/MWh, the conversion from natural gas to heat pump operation will only have a slight CO₂-reduction of 1,969 tonnes per year (based on a emission-factor for natural gas of 56.9 kg/GJ).

If electricity is supplied from wind excess electricity in the grid (to be considered as carbon neutral), CO₂-reductions will be much higher.

8.3 Interface other energy-related projects

The main question in the business case outlined above is whether the heat pump shall be installed or whether the total heat supply for the company shall be converted from natural gas to wood chips or wood pellets.

It must be expected that implementation of both solutions at the same time will impair the total economy for the company as extra investment costs will be necessary. If by example a wood chip solution is installed, steam price will be lower thus impairing the payback for the heat pump significantly.

If a heat pump-solution is considered to be advantageous is shall be investigated whether a traditional ammonia heat pump is the right solution or whether a new high-pressure heat pump will be feasible.

In the business case above, process air is preheated to 63°C while new type heat pumps might be able to preheat the process air to close to 100°C - however with a lower COP and therefore extra operating costs per MWh delivered heat. Such extra operating costs might be accepted because extra investment costs in the piping and heat exchanger systems are relatively lower when increasing heating capacity for the heat pump system.

9 Mindre biogasanlæg baseret på slam

Flere danske industrivirksomheder har i deres produktionsproces forskellige restprodukter, der er velegnet til forgasning. Udgangspunktet kan være, at virksomheden må betale for at bortskaffe disse restfraktioner. Andre virksomheder har eget rensningsanlæg og har dermed behov for at afsætte slammet herfra. Derfor kan det være nærliggende at undersøge om egen biogasproduktion kunne være et attraktivt alternativ for virksomheden.

Business casen præsenteret nedenfor er baseret på faktiske data fra en dansk virksomhed. Det er en virksomhed, der både har forskellige restprodukter og slam fra eget renseanlæg, som begge vil kunne anvendes i et biogasanlæg.

9.1 Base-case ved biogasproduktion på industrivirksomhed

Grundideen i dette projekt er at opføre et biogasanlæg på virksomheden, hvortil slammet fra renseanlægget pumpes og restprodukterne fra produktionen tilkøres. Den producerede gas tørres og transmitteres til virksomhedens kedelanlæg, hvor den afbrændes direkte.

Anlægget vil årligt kunne producere 700.000 m³ metan, hvilket, med fradrag for den gas der går til opvarmning i biogasanlægget, giver en nettoenergiproduktion på 6.000 MWh pr. år. I eksemplet forventes anlægget passet af det nuværende personale uden nyansættelse.

Virksomheden anvender i dag kul, som biogassen kan erstatte. Andre virksomheder der anvender naturgas vil have en bedre driftsøkonomi.

Projektudviklingsomkostninger

Før end der kan træffes beslutning om investeringen er det nødvendigt at afklare projektet mht.:

- Verificere gasudviklingen fra restprodukterne og slammet
- Klarlægge afsætningsmulighederne og pris for det afgassede slam
- Forprojektering for bestemmelse af investering og driftsomkostninger
- Afklaring med miljømyndighed for etablering af biogasanlægget
- Ansøgning om investeringstilskud ved Energistyrelsen

Udgifterne hertil er 0,3 mio. DKK.

Investeringsudgifter

Investeringsudgifterne kan opdeles i:

- | | |
|--|---------------|
| • Biogasanlæg | 10,0 mio. DKK |
| • Kedelcentral og gasledning mv. | 2,2 mio. DKK |
| • Projektering, tilsyn og øvrige omkostninger. | 0,9 mio. DKK |

Den samlede investering er 13,1 mio. DKK.

Det skal bemærkes at der er tale om et forholdsvis simpelt anlæg med kun en reaktor på 1.000 m³ med opvarmning.

Ved beregning af investeringstilskud skal der tages hensyn til, at det kun er for den del (76 %), der går til proces, som er tilskudsberettiget. Dette betyder at investeringstilskuddet reduceres med en faktor 0,76.

Besparelse i driftsudgifter

Anlæggets driftsøkonomi er sammensat af:

- Sparet brændselsudgift. Virksomheden skal brænde mindre af sit nuværende brændsel.
- Sparet slambortkørsel. Efter forgasningen er der en mindre slammængde, der skal bortskaffes. Kvaliteten af dette slam har meget stor betydning for, hvordan og til hvilken pris slammet kan afsættes.
- Drift & vedligehold. Omfatter vedligehold og el til drift. Da der ikke skal ansættes ekstra personale, er der prissat en time pr. dag, som det nuværende personale forventes at bruge på dagligt tilsyn.
- Pristillæg biogas. Efter gældende regler ydes der et pristillæg til biogas. Tillægget er afhængigt af, hvad biogassen anvendes til. I eksemplet, hvor hovedparten er til let proces og en mindre del til rumvarme og til elproduktion, giver det et pristillæg på 64,3 DKK / GJ. Det skal bemærkes, at tillægget nedtrappes med 10 DKK / GJ fra 2015 til 2020. Ved beregning af projektøkonomien er der medtaget eksempel både med og uden dette pristillæg.

Besparelser:

	Årlig besparelse
Sparet brændselsudgifter	1,4 mio. DKK
Sparet slambortkørsel	1,0 mio. DKK
Drift & vedligehold	-0,5 mio. DKK
Driftsresultat uden pristillæg	1,9 mio. DKK
Pristillæg biogas	1,4 mio. DKK
Driftsresultat med pristillæg	3,3 mio. DKK

Tabel 32. Driftsresultat for biogasanlægget

Tilbagebetalingstid:

Case	Netto investering	Årligt Driftsresultat	Simpel tilbagebetalingstid
Nugældende regler med pristillæg og uden investeringstilskud	13,4 mio. DKK	3,3 mio. DKK	4,1
Med investerings-tilskud og uden pristillæg	8,8 mio. DKK	1,9 mio. DKK	4,7
Med investerings-tilskud og med pristillæg	8,8 mio. DKK	3,3 mio. DKK	2,7

Tabel 33. Simpel tilbagebetalingstid for biogasanlægget.

Diskussion

Et biogasanlægs økonomi er meget præget af den enkelte virksomheds situation. Først og fremmest hvilke restprodukter og slam, der er til rådighed og kvaliteten af den afgassede slam, der skal bortskaffes. Dernæst er omfanget af de investeringer, der ligger ud over selve biogasanlægget meget afhængig af forholdene på den enkelte virksomhed. Kan biogassen ikke anvendes på virksomheden, er det nødvendigt at den oprenses for afsætning ud i naturgasnettet med investerings- og driftsudgifter til følge. Omvendt kan der opnås et højere pristillæg. Endelig skal der være personale, som er kvalificeret til at drive og passe anlægget.

10 Vindmølle case

De danske industrivirksomheder der har en velegnet beliggenhed, kunne overveje at opstille en eller flere vindmøller.

Business casen præsenteret nedenfor er baseret på faktiske data for en dansk virksomhed. Det er en industrivirksomhed med en typisk beliggenhed i ruhedsklasse 2⁶. Lokaltiteten har en landsdelskorrektur på 0,95⁷. En opstilling af en vindmølle indebærer at 20 % af investeringen skal udbydes offentligt i nærområdet. En mølle der ikke er ejet 100 % af virksomheden kan ikke afregne efter nettoprincippet. Dette forhold vil for mange virksomheder gøre det mere interessant at se på en løsning hvor der opstilles to vindmøller. Den ene ejes 100 % af virksomheden og anvender nettoafregningsprincippet. Den anden ejes 60 % hvorved reglen om udbud af 20 % af investeringen overholdes for de to møller tilsammen. Mølle nr. to kan ikke nettoafregnes. For at belyse virkningen af disse regler er der efterfølgende eksempler med både en og to møller.

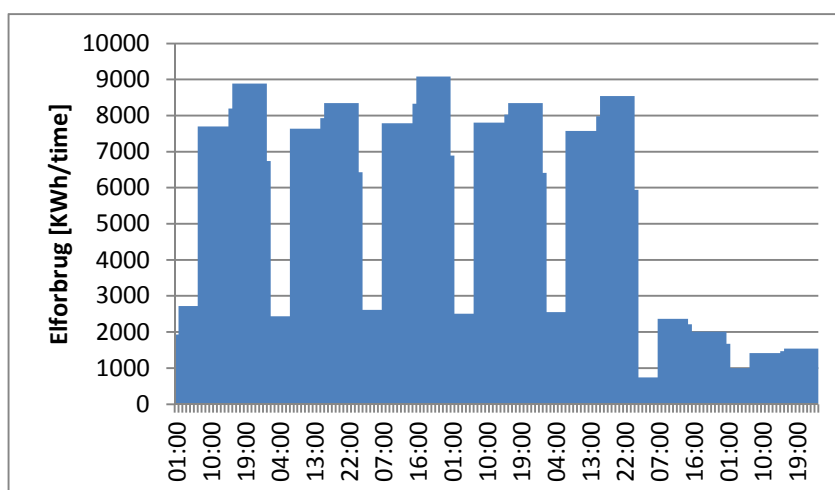
10.1 Base-case ved opstilling af vindmølle(r) på industrivirksomhed

Virksomheden køber al elektricitet fra nettet hvoraf de 95 % går til let proces og de 5 % til rumopvarmning og -køling. Dette giver en gennemsnitlig udgift til elektricitet på 0,83 kr./kWh. Det skal understreges at dette bygger på 2013 afgiftsniveauet.

Let	Rum/køl	El køb
kr/kWh	kr/kWh	kr/kWh
0,81	1,12	0,83
95%	5%	

Tabel 34. Virksomhedens eludgifter

Virksomhedens elforbrug afspejler produktionens variation over døgnet, ugen og året.



⁶ Ruhedsklasse 2 svarer til "Landbrugsområde med nogen bebyggelse og 8 meter høje levende hegn med en indbyrdes afstand på ca. 500 m" www.natlex.dk

⁷ Landsdelskorrektur foretages for at tage højde for vindforholdene rundt i landet. Faktoren varierer mellem 0,85 og 1,25. www.dkvind.dk

Figur 35. Virksomhedens elforbrug over en uge.

Der er tale om en typisk virksomhed i 2-holdsskift 5 dage om ugen, for eksempel en virksomhed i fødevarerindustri, plastvirksomhed m.m.

Større virksomheder (kvotevirksomheder og procesindustri) vil typisk arbejde i kontinuert 3-holdsskift med nogenlunde konstant elforbrug over døgn og uge året rundt. Dermed vil virksomheden kunne aftage hele produktionen fra et større vindmølleanlæg.

Projektudviklingsomkostninger

Før end der kan træffes beslutning om investeringen er det nødvendigt at afklare projektet mht.:

- Myndighedsafklaring og VVM
- Forprojektering for bestemmelse af investering og driftsomkostninger
- Naboafklaring og udbud af 20 % ejerandel og juridisk konstruktion
- Ansøgning om investerstilskud ved Energistyrelsen

Udgifterne hertil er 0,3 mio. DKK ved en mølle og 0,4 mio. DKK for to.

Investeringsudgifter

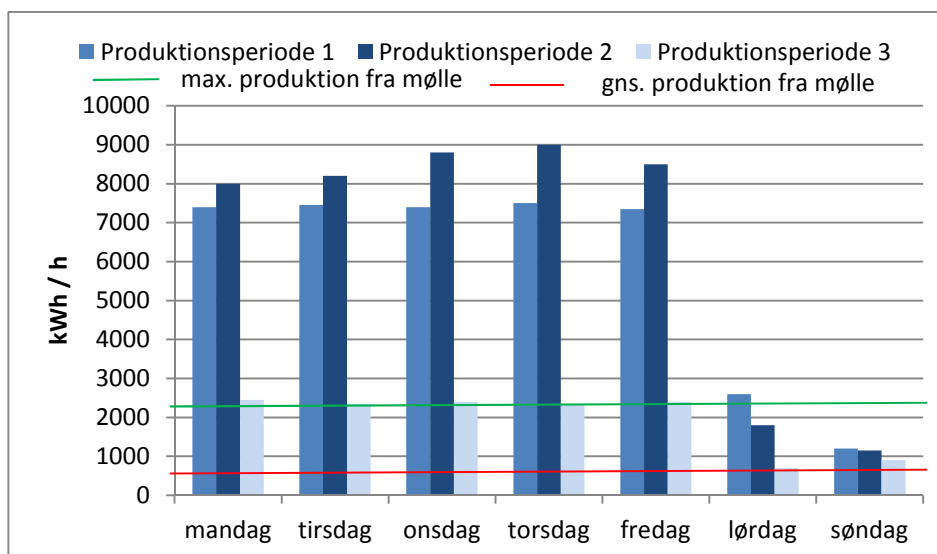
Investeringsudgifterne kan opdeles i:

	En 2,3 MW mølle	To 2,3 MW møller
• Vindmølle(r)	18,0 mio. DKK	36,0 mio. DKK
• Øvrige omkostninger	4,3 mio. DKK	7,1 mio. DKK

Den samlede investering er henholdsvis 22,3 mio. DKK og 43,1 mio. DKK. Investeringssummer og driftsøkonomi er fastsat ud fra nøgletal fra en dansk vindmølleproducent. I øvrige omkostninger er medtaget bl.a. fundament, skyggedetektor, kabler mellem møller, veje og kranpladser, værditabs-erstatning til naboboliger m.v.

Elproduktion

Forventet årlig elproduktion pr. mølle: ca. 5.000.000 kWh efter fradrag af usikkerhed i beregning på 10 %. Estimatet er beregnet ud fra et normalt vindår. Møllens placering er typisk for mange danske virksomheder, men er ikke optimal for en vindmølle. Dels kan terrænet være mere åbent og fladt (lavere ruhedsklasse) og dels kan en anden lokalitet have et bedre vindindhold (højere landdelskorrektur).



Figur 36. Virksomhedens elforbrug over en uge sammenlignet med produktionen fra en 2,3 MW mølle.

Det skal bemærkes, at en typisk vindmølle yder halvdelen af årsproduktionen på de tre vintermåneder. Dette er taget i betragtning ved dimensioneringen af vindmølleanlægget, jfr. figur 4, hvor hovedparten af strømmen fra den nettoafregnede mølle anvendes på virksomheden.

Drift & vedligehold

Forventet årlig drifts- & vedligeholdelsesomkostning pr. mølle: 0,085 DKK/produceret kWh

Økonomi og tilbagebetalingstid

Nedenstående beregning af investering, drift og tilbagebetalingstid er **kun for virksomhedens ejerandel**. Ved afsætning forudsættes en handelspris på 0,34 kr./kWh i alle opstillinger.

		A	B	C	D	E
virksomhedens investering		18,1	34,8	18,1	34,8	34,8
investeringstilskud				-8,1	-15,7	-4,1
Investering, netto	mio.kr.	18,1	34,8	9,9	25,0	30,7
sparet el køb	mio. kr. / år		3,87		3,87	3,87
el salg	mio. kr. / år	1,36	1,10	1,36	1,10	1,10
driftsomkostninger	mio. kr. / år	-0,34	-0,68	-0,34	-0,68	-0,68
Driftsresultat	mio. kr. / år	1,02	4,28	1,02	4,28	4,28
Driftstilskud	mio. kr. / år	1,00	0,75		0,75	0,75
Tilbagebetalingstid	år	9,0	6,9	9,8	3,8	6,1

Tabel 37. Tilbagebetalingstid for virksomhedens ejerandel

De fem situationer:

- Investering i en 2,3 MW vindmølle som er ikke-nettoafregnet og er 80 % ejet af virksomheden og der gives driftstilskud efter de nuværende tilskudsregler med pristillæg.

- B. Investering i to 2,3 MW vindmøller hvor nettoafregningsprincippet anvendes for den ene mølle og den anden er 60 % ejet af virksomheden og ikke-nettoafregnet. Der gives driftstilskud efter de nuværende tilskudsregler med pristillæg.
- C. Investering i en 2,3 MW vindmølle som er ikke-nettoafregnet og er 80 % ejet af virksomheden. Der gives 45 % i anlægstilskud til den del af møllen som virksomheden ejer. Der gives ikke pristillæg til virksomhedens andel.
- D. Investering i to 2,3 MW vindmøller hvor nettoafregningsprincippet anvendes for den ene mølle og den anden er 60 % ejet af virksomheden og ikke-nettoafregnet. Der gives 45 % i anlægstilskud til den del af møllerne som virksomheden ejer. Der gives ikke pristillæg til virksomhedens andel.
- E. Investering i to 2,3 MW vindmøller hvor nettoafregningsprincippet anvendes for den ene mølle og den anden er 60 % ejet af virksomheden og ikke-nettoafregnet. Der gives et investeringstilskud svarende til 23 kr. / GJ produktion i ti år for virksomhedens ejerandel.

Driftstilskud i situation A og B er beregnet efter reglerne for opstilling af vindmøller efter 1. jan. 2014.

Diskussion

Eksemplerne viser tydeligt at der ikke vil være økonomi i det for en virksomhed kun at opstille en vindmølle. Årsagen er, at med 20 % ekstern ejerandel kan nettoafregningsprincippet ikke anvendes. Dermed vil konstruktionen med to møller, hvor den ene er 100 % ejet og nettoafregnet, og den anden er 60 % ejet og ikke-nettoafregnet, være den eneste realistiske vej for mange virksomheder.

