

**Referat af ekstraordinært bestyrelsesmøde den 7. maj 2014
i Forsyning Helsingør A/S, Forsyning Helsingør Service A/S, Forsyning Helsingør
Varme A/S, Forsyning Helsingør Affald A/S og Forsyning Helsingør Elnet A/S**

Dato: 7. maj 2014
Tidspunkt: 10.00 – 12.00
Sted: Helsingør Renseanlæg, Færgevej 5, Helsingør

I mødet deltager: Formand Per Tærsebøl
Næstformand Gitte Kondrup
Bestyrelsesmedlem Ib Kirkegaard
Bestyrelsesmedlem Peter Poulsen
Bestyrelsesmedlem Jens Erik Jakobsen
Bestyrelsesmedlem Jan Dam Christensen
Bestyrelsesmedlem Dennis J. Knudsen
Bestyrelsesmedlem Christian H. Hansen
Adm. direktør Jacob Brønnum
Energichef Peter Kjær Madsen
Direktionssekretær Helle Andersen
Projektchef Claus Bo Frederiksen

Dagsorden:

1. Godkendelse af dagsorden

Punkter til beslutning:

2. Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk – FH A/S, Varme A/S
3. Driftscenter på Energivej – FH A/S, Service A/S
4. Genbrugsplads på Energivej – FH A/S, Affald A/S

5. Eventuelt

Bilagsoversigt:

- Bilag 2.1 Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk – beslutningsgrundlag
Bilag 2.2 Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk – bilagsrapport til beslutningsgrundlag
Bilag 3.1 Tidsplan for driftscenter på Energivej
Bilag 4.1 Tidsplan for genbrugsplads på Energivej

1. Godkendelse af dagsorden

Godkendt

2. Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk

Bilag 2.1 Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk – beslutningsgrundlag

Bilag 2.2 Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk – bilagsrapport til beslutningsgrundlag

Senest behandlet i bestyrelsen på møde den 7. april 2014.

Der er mandag den 28. april 2014 afholdt informationsmøde for bestyrelserne i I/S Nordforbrænding, Forsyning Helsingør A/S samt borgmestrene og kommunaldirektører i de 5 interessentkommuner. Formålet var at gennemgå baggrund, beslutningsgrundlag og tidsplan for fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk.

Bestyrelsen for Helsingør Kraftvarmeværk ønsker, at selskabets ejere godkender planer og beslutningsgrundlag for fornyelsen af Helsingør Kraftvarmeværk. Sagen skal endvidere behandles på selskabets ordinære generalforsamling. Forsyning Helsingør Varme A/S ejer 2/3 dele af aktierne i selskabet.

Der gives nedenfor et resumé af planer og beslutningsgrundlaget. Disse er vedlagt i bilag.

Baggrund for fornyelsen

Helsingør Kraftvarmeværk (HØK) blev etableret i 1993 og har nu produceret i over 20 år. Anlægget er ved at være udtjent og står over for en større fornyelse.

HØK leverer varme til en transmissionsledning, der forsyner fjernvarmeområder fra Nordforbrændings Kraftvarmeværk (NF) i syd til Hornbæk i nord. Hvis HØK havarer, skal disse områder forsynes fra reserveanlæg.

I overvejelserne om anlæggets fremtid indgår endvidere økonomiske og miljømæssige hensyn.

Ved udgangen af 2018 bortfalder det såkaldte 'Grundbeløb', som er en støtte, der hidtil er ydet til naturgasfyrede kraftvarmeværker. Grundbeløbet reguleres afhængig af elprisen på Nordpool, og ved bortfald må der forventes en stigning i fjernvarmeprisen. Grundbeløbet udgjorde i 2013 28,2 mio. kr.

Endvidere ønsker HØK A/S, gennem en større anvendelse af CO₂-neutral varmeproduktion, at arbejde for opfyldelse af de national- og lokalpolitiske klimamålsætninger.

Overordnede konklusioner

Fornyelsen af HØK er vurderet ud fra forsyningssikkerhed, økonomi, teknik & klima.

Et biomassefyret anlæg imødekommer de udfordringer med hensyn til økonomi, klima og forsyningssikkerhed som HØK står overfor de næste 20 år

Fornyelsen af HØK med biomassekraftvarme forventes at medføre en besparelse i "HVISS" varmeprisen fra transmissionsnettet på op til 30 % og en reduktion på op til 88 % af CO₂-emissionen fra fjernvarmeproduktion inklusive transport af skovflis og anden bæredygtig biomasse. Hertil kommer, at forsynings sikkerheden i fjernvarmeproduktionen øges.

Reduktion i "HVISS" varmeprisen vil påvirke det enkelte selskab afhængig af den modtagne andel af varme fra HØK A/S. Fordelene kan realiseres, når det nye anlæg efter planerne sættes i drift i løbet af 2017.

Forsynings sikkerhed – stabilitet og fleksibilitet

Fornyelse af HØK til at kunne fyres med biomasse vil kunne øge forsynings sikkerheden og bidrage til mere stabile fjernvarmepriser.

Ved fornyelsen af HØK genbruges en række eksisterende komponenter.

Den eksisterende gasturbine bevares, og den planlægges i fremtiden benyttet til reserveforsyning. Det vil medføre en øget forsynings sikkerhed, at der er backup ved uheld og udetider på biomasseanlægget. Det kan endvidere have en økonomisk betydning, da der kan veksles mellem brændsler, alt efter udviklingen, i priserne på el, naturgas, skovflis og anden biomasse.

Endvidere er der mulighed for at anvende gasturbinen til regulerkraft i elsystemet, hvis dette bliver økonomisk attraktivt, hvorved HØK kan bidrage til stabilitet i elforsynings systemet.

Konkurrencedygtige fjernvarmepriser

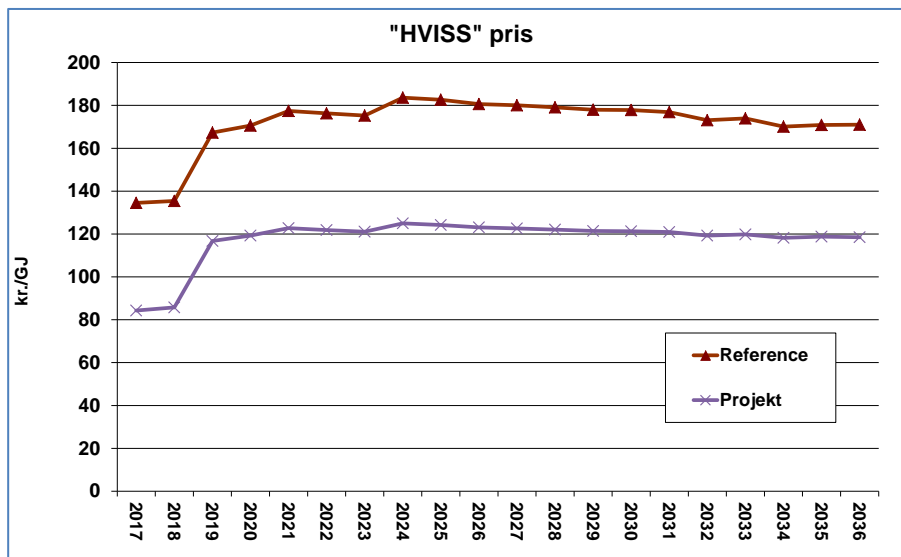
Fornyelsen af HØK til også at kunne producere varme og el fra biomasse forventes at medføre en besparelse i "HVISS" varmeprisen fra transmissionsnettet på op til 30 % forhold til fortsat naturgaskraftvarme. Biomassefyring vil dermed blive det billigste lokale opvarmningsalternativ.

HØK A/S ønsker at producere fjernvarmen så billigt og effektivt som muligt. Da økonomien bygger på et "hvile i sig selv-princip" ("HVISS"), må selskaberne bag HØK ikke tjene penge på varmesalget. Dette indebærer, at enhver reduktion i omkostningerne ved at producere fjernvarme kommer kunderne til gode i form af lavere fjernvarmepriser. Ejerne af HØK A/S ønsker, at udgifterne til fjernvarme er så lave som muligt.

Det kræver en investering på omkring 520 mio. kr. (medio 2013 priser) at forny HØK med biomassekraftvarme.

Når fornyelsen er foretaget, vil HØK kunne producere varme og el på biomasse, som er billigere end på naturgas. Det skyldes, at der er tillæg til elprisen ved biomassekraftvarme, samt at biomasseprisen er en del lavere end naturgas.

Ved de anvendte beregningsmæssige forudsætninger bliver omkostningen til varmeproduktion fra HØK over 20 år ca. 850 mio. kr. mindre ved biomassekraftvarme end ved naturgaskraftvarme. Herved bliver "hvile i sig selv prisen" ca. 30 % lavere.



Figur 1

Gennemsnitlig produktionspris, beregnet ved likviditetsvirkningen med annuitetsfinansiering (2013-priser) – HØK+NF+kedler.

I figur 1 er "HVISS" prisen vist for naturgaskraftvarme og for biomassekraftvarme over 20 år.

I beregningerne indgår Forsyningssikkerhedsafgiften i prisen for såvel biomasse som naturgas. Afgiften er for nylig taget op til fornyet politisk drøftelse.

Når grundbeløbet falder bort efter 2018, øges udgifterne til varmeproduktion lige meget ved naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme.

For samfundsøkonomien opnås en besparelse på 30 mio. i nu-værdi over 20 år ved biomassekraftvarme. Det viser, at investeringen også samfundsøkonomisk kan forrentes.

Teknik – Kendt teknologi og hurtig ibrugtagning

Biomassefyrede anlæg er en kendt og konkurrencedygtig teknologi, der kan tages i brug relativt hurtigt.

En fornyelse af HØK, så der også kan produceres varme og el med skovflis og anden bæredygtig biomasse som brændsel indebærer, at der skal bygges en ny biomassekedel og en lagerplads til biomasse.

Det eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeværk kan genbruges, biomassekedlen bliver koblet på dampturbinen, mens gasturbinen kan kobles fra dampturbinen. Dette medfører en meget høj grad af produktionsfrihed.

Fornyelsen af HØK med en biomassefyret kedel er baseret på kendt og konkurrencedygtig teknologi. HØK forventes at kunne stå færdigombygget i 2017, hvilket betyder, at de positive potentialer kan realiseres hurtigere end alternativerne, samt at fornyelsen står færdig, inden der optræder en ny økonomisk situation for naturgaskraftvarme, når grundbeløbet bortfalder.

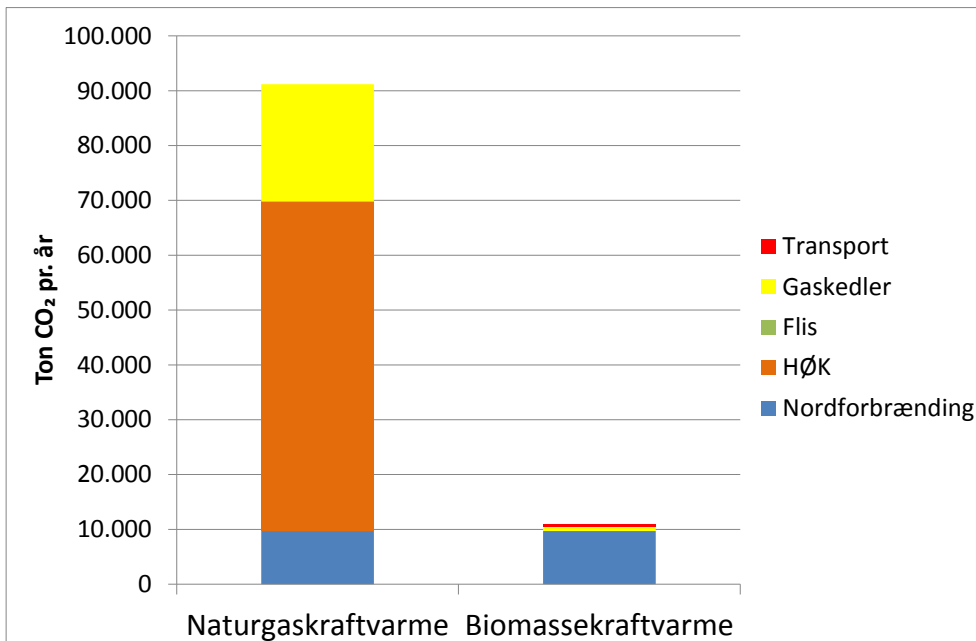
Klima – en reduktion i CO₂-udledningen

Fornyelsen af HØK med biomassekraftvarme vil betyde en besparelse på op til 88 % i CO₂-udledningen fra fjernvarmeproduktionen og bidrager væsentligt til lokale og nationale mål om CO₂-reduktion.

Den globale opvarmning og de afledte konsekvenser står højt på dagsordenen i ejer kommunerne bag HØK A/S.

Fornyelsen af HØK til biomasse vil nedsætte CO₂-udledningen markant, da biomasse er et CO₂-neutralt brændsel.

CO₂ emissionen og kilderne hertil er vist i den efterfølgende figur.



Figur 2

CO₂-emission fra fjernvarmeproduktion inkl. transport.

CO₂-udledningen, der er vist i figur 2 fra de varmeproduktionsanlæg reduceres med ca. 88 % ved biomassekraftvarme i forhold til naturgaskraftvarme.

Ved biomassekraftvarme indgår CO₂-udledning fra indenlandsk transporten af flis på lastbiler, hvilket svarer til 0,5 % af CO₂-udledning ved naturgaskraftvarme. CO₂-udledning fra transport er hentet fra VVM undersøgelsen.

Økonomiske forudsætninger og samfundsøkonomi

Der er anvendt følgende forudsætninger for økonomivurderinger i figur 1.

Investering i biomassekraftvarme	520 mio. kr.	Medio 2013 pris
Finansiering	Annuitet, rente 4 % p.a., 20 års løbetid, kurs 100	
Biomassepris	53,5 kr./GJ medio 2013 pris	Stigning ca. 1,0 % pr. år
Afgifter 2014	0,92 kr./GJ	NOX ved måling
FSA 2020, stigning	30,3 kr./GJ	
Naturgaspris	2,723 kr./Nm ³ (68,8 kr./GJ)	Stigning ca. 1,0 % pr. år
Afgifter 2014	2,845 kr./Nm ³ (71,8 kr./GJ)	
FSA 2020, stigning	0,471 kr./Nm ³ (11,9 kr./GJ)	
Elpris Nordpool 2013	295 kr./MWh (gennemsnit)	Stigning ca. 2,0 % pr. år
Tillæg til biomassekraftvarme	150 kr./MWh	Reduktion ca. 2,1 % p.a. (inflation)

En samfundsøkonomisk vurdering viser en nu-værdibesparelse på 30 mio. kr. over betragtningsperioden ved biomassekraftvarme.

Alternativer

I beslutningsgrundlaget er en række alternativer til fornyelsen af HØK med biomassefyret kedel vurderet.

Levetidsforlængelse af det eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeværk er teknisk muligt, men økonomisk ufordelagtigt, som det fremgår af figur 1.

Det vurderes, at der mangler tilstrækkelig mængder af ressourcer til biogasproduktion i denne skala lokalt i Nordsjælland.

Der er væsentlig risiko ved geotermisk varme, hvorved forsyningen ikke kan baseret på dette som hovedanlæg, men det kan måske være et velegnet supplement.

En fjernvarmeledning til Helsingborg under Øresund er teknisk muligt og miljømæssigt hensigtsmæssigt, men økonomien og det juridiske sætter en stopper for projektet.

Flisfyrede fjernvarmekedler er ifølge gældende lovgivning ikke muligt at etablere til det bestående varmegrundlag.

Supplerende undersøgelse af halm som støttebrændsel

På informationsmødet den 28. april og gennem en tidligere henvendelse fra en landboforening er spørgsmålet om anvendelse af halm som støttebrændsel drøftet og vurderet. Det er vurderingen, at halm anvendt som støttebrændsel til erstatning af 20 % af den indfyrede flismængde vil fordyre anlægssummen med omkring 10 %. Endvidere er der en række betydelige teknologiske udfordringer. Denne meromkostning modsvarer p.t. ikke af en tilsvarende lavere markedspris på halm i forhold til skovflis.

Kommunernes rolle

De 5 interessentkommuner (Rudersdal, Hørsholm, Allerød, Fredensborg & Helsingør) som ejer Nordforbrænding I/S skal godkende, at Nordforbrænding hæfter for lånene som optages i forbindelse med fornyelsen af Helsingør Kraftvarmeværk – p.t. vurderet til 520 mio. kr.

Helsingør Kommune skal, som ejer af Forsyning Helsingør, på generalforsamlingen godkende planerne for fornyelsen af kraftvarmeværket, da denne er en beslutning af væsentlig og udsædvanlig karakter. Endvidere skal kommunen give samtykke om at stille lånegaranti i forbindelse med projektet.

Direktionens vurdering

Der foreligger nu et beslutningsgrundlag for fornyelsen af Helsingør Kraftvarmeværk. Fornyelsen forventes at være færdigt i 2017, med forbehold for at myndighedsprocesserne kan trække projektet ud.

Med de foreliggende planer om fornyelse af værket opnås en række teknologiske, miljømæssige og økonomiske fordele, hvor der tages udgangspunkt i at bygge videre og genbruge det bestående værk. Direktionen kan på baggrund af beslutningsgrundlaget anbefale disse planer.

Direktionen indstiller, at

- Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk, som beskrevet i beslutningsgrundlaget godkendes.
- Sagen behandles på selskabets ordinære generalforsamling.
- Helsingør Kommune anmodes om samtykke til låneoptagelse til projektet med en ramme på op til 520 mio. kr.

Bestyrelsen tiltrådte indstillingerne.

3. Driftscenter på Energivej

Bilag 3.1 Tidsplan for driftscenter på Energivej

Bestyrelsen har nedsat en styregruppe bestående af formand, næstformand og direktion samt projektchef til at faciliterer det videre arbejde med etablering af driftscenter.

Styregruppen har afholdt møde den 7. april og den 29. april 2014.

Der gives en status for arbejdet herunder gennemgang af revideret tidsplan.

Direktionen indstiller, at

- Tidsplan tages til efterretning.

Bestyrelsen tog tidsplanen til efterretning.

4. Genbrugsplads på Energivej

Bilag 4.1 Tidsplan for genbrugsplads på Energivej

Bestyrelsen besluttede på deres møde 7. april at nedsætte en styregruppe til det videre arbejde med en genbrugsplads på Energivej. Styregruppen består af formand, næstformand, direktion samt projektchef og Energichef.

Styregruppen har afholdt møde den 29. april 2014, hvor tidsplanen blev opdateret. Denne er vedlagt som bilag.

Der vil blive givet en status for arbejdet herunder gennemgang af revideret tidsplan.

Direktionen indstiller, at

- Tidsplan tages til efterretning.

Bestyrelsen tog tidsplanen til efterretning.

5. Eventuelt

Intet at berette.

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BESLUTNINGSGRUNDLAG

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BESLUTNINGSGRUNDLAG

PROJEKTNR. A037357-033
DOKUMENTNR. A037357-033-01
VERSION 1.0
UDGIVELSESDATO 5. maj 2014
UDARBEJDET jsb/oluu
KONTROLLERET nies
GODKENDT pbni

INDHOLD

1	Indledning	7
2	Konklusion	9
2.1	Forsyningsikkerhed – stabilitet og fleksibilitet	9
2.2	Konkurrencedygtige fjernvarmepriser	10
2.3	Teknik – Kendt teknologi og hurtig ibrugtagning	11
2.4	Klima – en reduktion i CO ₂ -udledningen	12
3	Anlægskoncept	13
4	Samdrift mellem gasturbine og biomasseanlæg	15
5	Projektøkonomi	17
5.1	Produktionsfordeling	17
5.2	Virksomhedsøkonomi	18
5.3	Kundeøkonomi	20
5.4	Samfundsøkonomi og CO ₂	21
6	Andre alternativer	23
6.1	HØK levetidsforlænget	23
6.2	Biogas	24
6.3	Geotermisk varme	24
6.4	Fjernvarmeledning fra Helsingborg	25
6.5	Flisfyrede fjernvarmekedler	25

BILAG I SÆRSKILT RAPPORT

- Bilag A Biomassefyret kraftvarmeværk, skitseprojekt, resumerapport
- Bilag B Samdrift mellem combined cycle anlæg og biomassekedlen
- Bilag C Projektøkonomi

1 Indledning

Helsingør Kraftvarmeværk A/S (HØK A/S) planlægger en fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk (HØK), idet der etableres en flisfyret biomassekedel, som leverer damp til den eksisterende damp turbine. Der forventes primært anvendt skovflis, men der planlægges også anvendt andre bæredygtige biomasseressourcer.

HØK A/S ejes af I/S Nordforbrændingen og Forsyning Helsingør A/S. Ejerkredsen bag disse 2 selskaber er:

I/S Nordforbrænding: Allerød Kommune
Fredensborg Kommune
Helsingør Kommune
Hørsholm Kommune
Rudersdal Kommune.

Forsyning Helsingør A/S: Helsingør Kommune.

HØK A/S leverer varme til følgende Fjernvarmesystemer (fra syd mod nord):

Nordforbrænding
Fasanvænget
Nivå
Nivåvænge
Åtoften
Niverød
Humblebæk
Kvistgård
Helsingør
Horserød
Hornbæk

Denne rapport beskriver det koncept, som HØK A/S finder mest hensigtsmæssigt, og overvejelserne, der ligger bag. Endelig belyses konsekvenserne af projektet for økonomi og miljø.

Rapporten har til formål at bidrage til beslutninger om det videre arbejde med projektet.

Baggrunden for projektet er, at HØK blev bygget for 20 år siden i 1993. Anlægget er ved at være udtjent, og står overfor en større fornyelse.

HØK leverer varme til en transmissionsledning, der forsyner fjernvarmeområder fra Nordforbrændings Kraftvarmeværk (NF) i syd til Hornbæk i nord. Hvis HØK havarer, skal disse områder forsynes fra reserveanlæg.

I overvejelserne om anlæggets fremtid indgår endvidere økonomiske og miljømæssige hensyn.

Ved udgangen af 2018 bortfalder det såkaldte 'Grundbeløb', som er en støtte, der hidtil er ydet til naturgasfyrede kraftvarmeværker. Grundbeløbet reguleres afhængig af elprisen på Nordpool, og ved bortfald må der forventes en stigning i fjernvarmeprisen.

Endvidere ønsker HØK A/S gennem en større anvendelse af CO₂-neutral varmeproduktion at arbejde for opfyldelse af de national- og lokalpolitiske klimamålsætninger.

2 Konklusion

Fornyelsen af HØK er vurderet ud fra:

- › Forsyningsikkerhed
- › Økonomi
- › Teknik
- › Klima

Fornyelsen af HØK med biomassekraftvarme forventes at medføre en besparelse i ”HVISS” varmeprisen fra transmissionsnettet på op til 30 % og en reduktion på op til 88 % af CO₂-emissionen fra fjernvarmeproduktion inklusive transport af skovflis og anden bæredygtig biomasse. Hertil kommer, at forsyningsikkerheden i fjernvarmeproduktionen øges.

Reduktion i ”HVISS” varmeprisen vil påvirke det enkelte selskab afhængig af den modtagne andel af varme fra HØK A/S.

Fordelene kan realiseres, når det nye anlæg efter planerne sættes i drift i løbet af 2017.

Et biomassefyret anlæg imødekommer de udfordringer med hensyn til økonomi, klima og forsyningsikkerhed, som HØK står overfor de næste 20 år

2.1 Forsyningsikkerhed – stabilitet og fleksibilitet

Fornyelse af HØK til at kunne fyres med biomasse vil kunne øge forsyningsikkerheden og bidrage til mere stabile fjernvarmepriser.

Ved fornyelsen af HØK genbruges en række eksisterende komponenter.

Den eksisterende gasturbine bevares, og den planlægges i fremtiden benyttet til reserveforsyning. Det vil medføre en øget forsyningsikkerhed, at der er backup ved uheld og udetider på biomasseanlægget. Det kan endvidere have en økonomisk

betydning, da der kan veksles mellem brændsler alt efter udviklingen i priserne på el, naturgas, skovflis og anden biomasse.

Endvidere er der mulighed for at anvende gasturbinen til regulerkraft i elsystemet, hvis dette bliver økonomisk attraktivt, hvorved HØK kan bidrage til stabilitet i elforsyningssystemet.

2.2 Konkurrencedygtige fjernvarmepriser

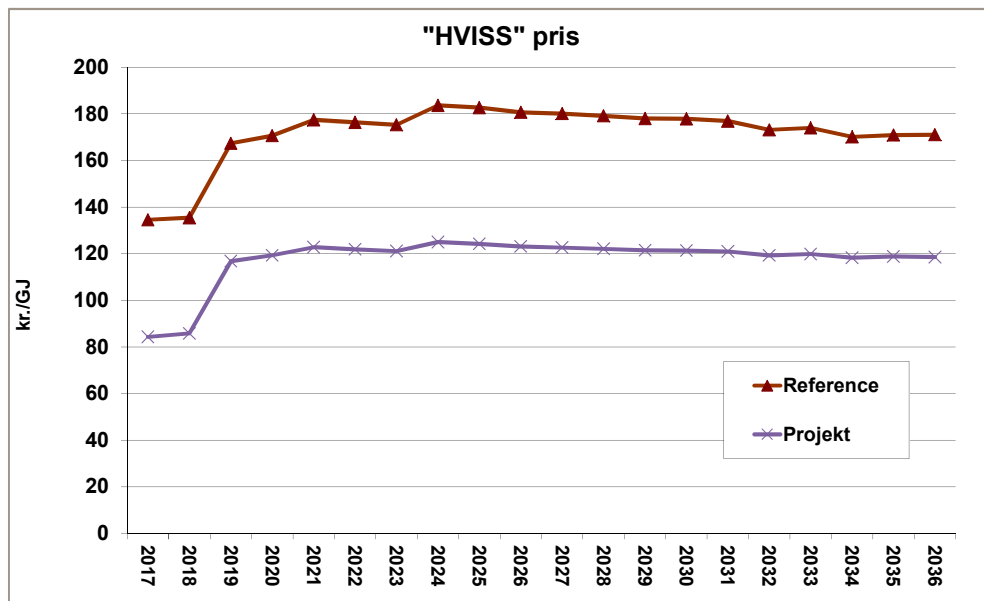
Fornyelsen af HØK til også at kunne producere varme og el fra biomasse forventes at medføre en besparelse i "HVISS" varmeprisen fra transmissionsnettet på op til 30 % forhold til fortsat naturgaskraftvarme. Biomassefyring vil dermed blive det billigste lokale opvarmningsalternativ.

HØK A/S ønsker at producere fjernvarmen så billigt og effektivt som muligt. Da økonomien bygger på et "hvile i sig selv-princip" ("HVISS"), må selskaberne bag HØK ikke tjene penge på varmesalget. Dette indebærer, at enhver reduktion i omkostningerne ved at producere fjernvarme kommer kunderne til gode i form af lavere fjernvarmepriser. Ejerne af HØK A/S ønsker, at udgifterne til fjernvarme er så lave som muligt.

Det kræver en investering på omkring 520 mio. kr. (medio 2013 priser) at forny HØK med biomassekraftvarme.

Når fornyelsen er foretaget, vil HØK kunne producere varme og el på biomasse, som er billigere end på naturgas. Det skyldes, at der er tillæg til elprisen ved biomassekraftvarme, samt, at biomasseprisen er en del lavere end naturgas.

Ved de anvendte beregningsmæssige forudsætninger bliver omkostningen til varmeproduktion fra HØK over 20 år ca. 850 mio. kr. mindre ved biomassekraftvarme end ved naturgaskraftvarme. Herved bliver "hvile i sig selv prisen" ca. 30 % lavere.



Figur 1 Gennemsnitlig produktionspris, beregnet ved likviditetsvirkningen med annuitiesfinansiering (2013-priser) – HØK+NF+kedler.

I Figur 1 er ”HVISS” prisen vist for naturgaskraftvarme og for biomassekraftvarme over 20 år.

I beregningerne indgår Forsyningssikkerhedsafgiften i prisen for såvel biomasse som naturgas. Afgiften er for nylig taget op til fornyet politisk drøftelse.

Når grundbeløbet falder bort efter 2018, øges udgifterne til varmeproduktion lige meget ved naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme.

For samfundsøkonomien opnås en besparelse på 30 mio. kr. i nuværdi over 20 år ved biomassekraftvarme. Det viser, at investeringen også samfundsøkonomisk kan forrentes.

2.3 Teknik – Kendt teknologi og hurtig ibrugtagning

Biomassefyrede anlæg er en kendt og konkurrencedygtig teknologi, der kan tages i brug relativt hurtigt.

En fornyelse af HØK, så der også kan produceres varme og el med skovflis og anden bæredygtig biomasse som brændsel, indebærer, at der skal bygges en ny biomassekedel og en lagerplads til biomasse.

Det eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeværk kan genbruges, biomassekedlen bliver koblet på dampturbinen, mens gasturbinen kan kobles fra dampturbinen. Dette medfører en meget høj grad af produktionsfrihed.

Fornyelsen af HØK med en biomassefyret kedel er baseret på kendt og konkurrencedygtig teknologi. HØK forventes at kunne stå færdigombygget i 2017, hvilket betyder, at de positive potentialer kan realiseres hurtigere end alternativerne, samt

at fornyelsen står færdig, inden der optræder en ny økonomisk situation for naturgaskraftvarme, når grundbeløbet bortfalder.

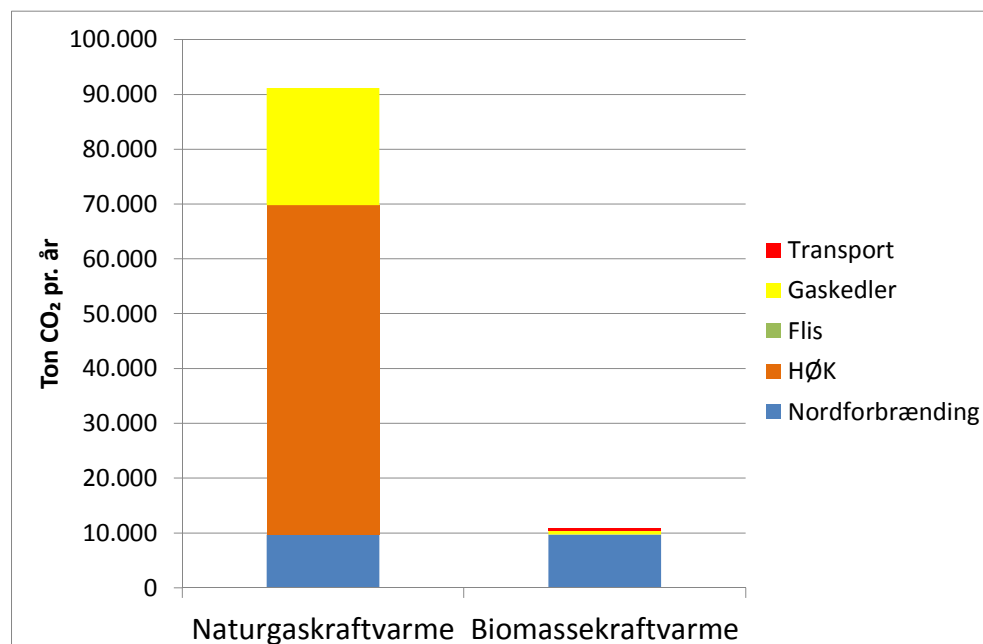
2.4 Klima – en reduktion i CO₂-udledningen

Fornyelsen af HØK med biomassekraftvarme vil betyde en besparelse på op til 88 % i CO₂-udledningen fra fjernvarmeproduktionen og bidrager væsentligt til lokale og nationale mål om CO₂-reduktion.

Den globale opvarmning og de afledte konsekvenser står højt på dagsordenen i ejer kommunerne bag HØK A/S.

Fornyelsen af HØK til biomasse vil nedsætte CO₂-udledningen markant, da biomasse er et CO₂-neutralt brændsel.

CO₂ emissionen og kilderne hertil er vist i den efterfølgende figur.



Figur 2 CO₂-emission fra fjernvarmeproduktion inkl. transport.

CO₂-udledningen, der er vist i Figur 2, fra de varmeproduktionsanlæg reduceres med ca. 88 % ved biomassekraftvarme i forhold til naturgaskraftvarme.

Ved biomassekraftvarme indgår CO₂-udledning fra indenlandsk transporten af flis på lastbiler, hvilket svarer til 0,5 % af CO₂-udledning ved naturgaskraftvarme. CO₂-udledning fra transport er hentet fra VVM undersøgelsen.

3 Anlægskoncept

Biomasseanlægget udlægges for at passe sammen med de eksisterende anlæg på HØK, der genanvendes. Det betyder, at anlægget vil få en størrelse, hvor der indfyres 70 MW brændsel og produceres 54 MW varme og 15,9 MW el.

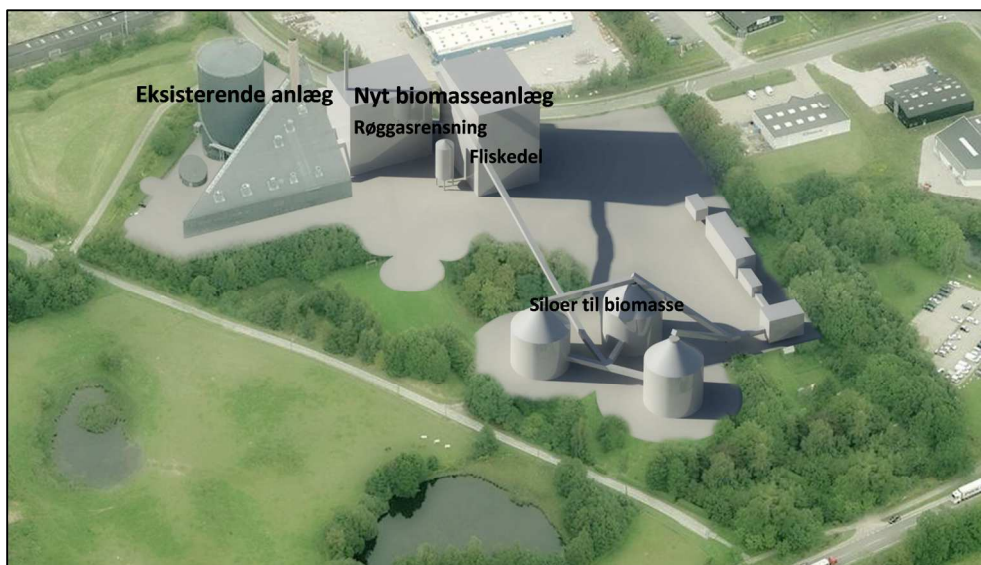
Den primære varmeproduktion vil ske i fjernvarmekondensatorer efter den eksisterende damp turbine, men herudover vil der være en relativt stor mængde restenergi i røggassen efter udløbet fra kedlen, som vil kunne udnyttes. Den eksisterende damp turbine producerer fortsat ca. 16 MW el. Der findes en række forskellige koncepter for energioptimering af biomasseanlægget gennem varmegenvinding, som er analyseret og vurderet nærmere i Bilag A.

To relevante fyringsteknologier er vurderet i forhold til anlægget, ristefyring og fluidised bed. Idet en række forskellige tekniske og driftsøkonomiske parametre har betydning på vurderingen af fyringsteknologi, er det ikke givet om ristefyring eller fluidised bed som udgangspunkt er mest fordelagtigt. Derfor anbefales en fremgangsmåde, hvor valget af fyringsteknologi holdes åbent i et udbud, med deraf følgende mulighed for at kedelleverandørerne kan præsentere de bedste løsningsforslag.

Hvert koncept for energioptimering vil resultere i et vist investeringsniveau og i en vis ekstra varmeproduktion. Samtidig vil koncepterne kunne påvirke elproduktionen, og såfremt varmeproduktionen ved udnyttelse af restvarme forøges, vil anlægsstørrelsen ligeledes påvirkes på grund af kravet om dimensionerende varmemængde. Det økonomiske studie præsenteret i dette dokument er baseret på et koncept, hvor varmegenvinding udføres ved en kondenserende skrubber suppleret med opfugtning af forbrændingsluft. Det samlede overslag for anlægget er ca. 520 mio. kr. (medio 2013 priser).

Det primære brændsel forventes at være skovflis indkøbt som en bæredygtig biomasseressource. Ud fra en vægtet gennemsnitsbetragtning af de modtagne priser samt en ekstra sikkerhed vurderes det, at der kan forventes en flispris på 53,5 kr./GJ for år 2013 og en årlig stigning i priserne på 1 % p.a. udover inflation. Disse forudsætninger anvendes som grundlag i de økonomiske analyser.

Et 3D layout af anlægget er vist i Figur 3. Figuren skal betragtes som foreløbig, men er velegnet til at give en fornemmelse af den forventede størrelsesorden af den nye kedelbygning samt af røggasrensningsanlæg.



Figur 3 Foreløbig 3D-visualisering af anlægskonceptet udarbejdet af arkitektfirmaet Hasløv & Kjærsgaard.

4 Samdrift mellem gasturbine og biomasseanlæg

Ved etablering af en ny biomassefyret kedel genanvendes dampturbinen, og de tekniske aspekter ved samdrift mellem en ny biomassekedel og den eksisterende gasturbine med afgaskedel (combined cycle anlæg) er analyseret i bilag B. Formålet er at vurdere konsekvenserne for elproduktionskapaciteten på Helsingør Kraftvarmeværk.

Tre forskellige driftsformer kan blive aktuelle efter fornyelsen af Helsingør Kraftvarmeværk med en biomassekedel. Disse omfatter følgende:

- 1 Skiftevis drift af combined cycle anlæg og biomassekedel.
- 2 Samtidig drift af combined cycle anlæg og biomassekedel, hvor damp fra begge anlæg blandes og ledes til dampturbinen.
- 3 Ombygning af gasturbineanlægget for separat drift (dvs. uden om dampturbinen). Gasturbine og biomassekedel kan køres uafhængigt samtidigt.

Herudover vil den eksisterende gasmotor (1 MW el og 1,5 MW varme) fortsat være i drift uanset driftsform.

Skiftevis drift (1) og samtidig drift (2) vurderes at kunne etableres med lille eller ingen yderligere investering, og driftsfordelene er umiddelbart at have reservekapacitet samt at kunne optimere anlæggets drift ud fra elpris, varmebehov og brændselspriser, herunder at kunne skifte brændsel under drift.

Adskilt drift (3) kræver ombygning af gasturbinen og indebærer en investering af en væsentlig størrelse. Dette vil give yderligere fleksibilitet på HØK og mulighed for at sælge el ved høje spotpriser samt sælge systemydelse til Energinet.dk, der er systemansvarlig for elnettet. Denne ombygning udgør et selvstændigt projekt, der ikke vurderes at have indflydelse på etablering af biomassekedlen og mulighed for de to første driftsformer. Lønsomheden kan derfor vurderes senere.

Med udgangspunkt i dette anbefales det at designe anlægget med mulighed for skiftevis og samtidig drift, mens ombygning til adskilt drift anbefales at blive vurderet selvstændigt på et senere tidspunkt.

Den samlede produktionskapacitet på 60 MW el og 60 MJ/s varme (combined cycle anlæg+gasmotor) bliver på denne måde fastholdt på Helsingør Kraftvarmeværk, men kan produceres vha. forskellige anlæg og brændsler. Da elproduktionskapaciteten vil være uændret, vil ændringer af Helsingør Kraftvarmeværk fortsat være omfattet af Elforsyningsloven, som gælder for anlæg med en elkapacitet på over 25 MW.

5 Projektøkonomi

Konsekvenserne af biomassekraftvarme på HØK er belyst for samfundsøkonomi, virksomhedsøkonomi og kundeøkonomi. Biomassekraftvarme er sammenlignet med fortsat naturgaskraftvarme på HØK.

Forudsætninger, beregning og resultater er beskrevet i bilag C.

Beregningerne er baseret på produktionsbehovet i 2012 til forsyning af alle fjernvarmebrugere langs transmissionsledningen fra NF til Hornbæk, på ca. 325.000 MWh. Dette produktionsbehov er anvendt over hele betragtningsperioden.

Beregningerne er foretaget i overensstemmelse med Energistyrelsens anvisninger til metode og samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

Beregningerne er foretaget over en 20-årig periode, med 2017 som første år.

5.1 Produktionsfordeling

Kraftvarmeproduktion tilrettelægges efter elprisen på Nordpool (den nordiske elbørs). Prisen bestemmes på timebasis af udbud og efterspørgsel.

Varmeproduktion fra de involverede anlæg prioriteres således, at anlæg med den billigste varmeproduktion udnyttes mest mulig, inden de næste anlæg sættes i drift. Den beregnede produktionsfordeling ved de anvendte prisforudsætninger for henholdsvis naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme på HØK er vist i den efterfølgende tabel. Rækkefølgen, i hvilken de enkelte anlæg skal levere, er beregnet i forhold til det samlede transmissionssystem uden hensyn til de enkelte distributionsområder.

	Med HØK på naturgas MWh/år	Med HØK på biomasse MWh /år	Difference MWh/år
Nordforbrænding	52.500	52.500	0
Eksisterende flisfyret kedel på HPC	39.850	8.415	-31.435
HØK	120.080	258.250	138.170
Naturgasfyrede kedler på HPC	112.270	5.535	-106.735
I alt	324.700	324.700	0

Tabel 1 Beregnet produktionsfordeling 2017 ved hhv. naturgas- og biomassekraftvarme på HØK

Affaldsvarme, der leveres fra NF over sommerperioden, får førsteprioritet i begge situationer.

Ved naturgaskraftvarme får fliskedlen på Central H. P. Christensens Vej (HPC) prioritet før HØK. Til gengæld får fliskedlen prioritet efter HØK ved biomassekraftvarme, hvorved produktionen fra fliskedlen reduceres.

Den større varmereproduktion på HØK ved biomassekraftvarme skyldes, at produktionsomkostningen er mindre end på fliskedlen og på naturgaskedler. Det skyldes især et tillæg til elprisen ved biomassekraftvarme på 150 kr./MWh, men også et billigere brændsel.

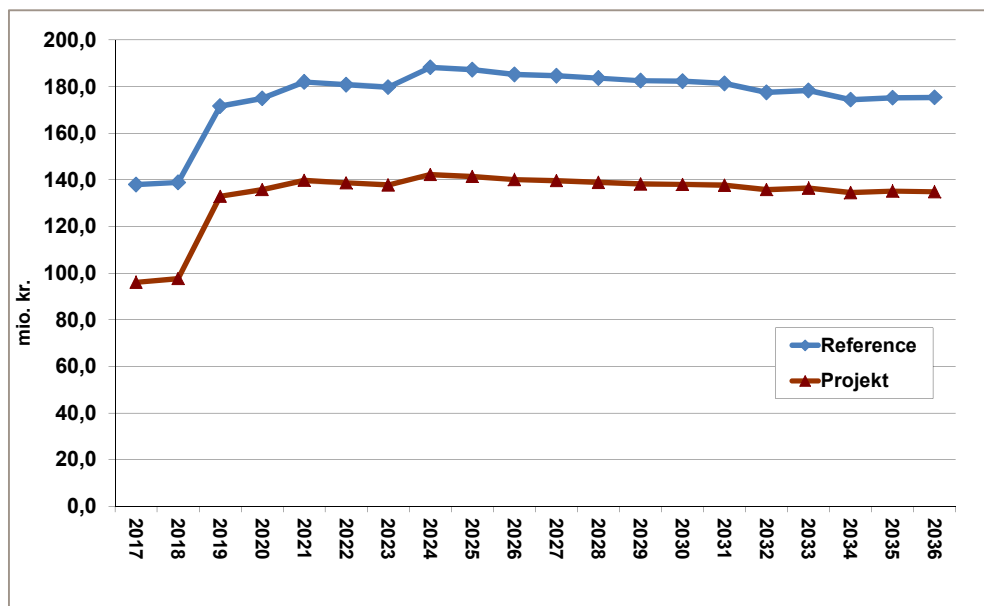
Den mindre varmereproduktion på HØK ved naturgaskraftvarme skyldes, at varmereproduktion på fliskedlen på HPC er billigere over hele året samt, at varmereproduktion på naturgaskedler er billigere i mange timer over af året på grund af en lav elpris.

Som følge af den større produktion fra HØK ved biomassekraftvarme bliver produktionen på diverse naturgasfyrede kedler betydeligt mindre ved biomassekraftvarme end ved naturgaskraftvarme.

5.2 Virksomhedsøkonomi

I den efterfølgende Figur 4 vises likviditetsbehov for HØK A/S ved henholdsvis naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme. Det omfatter nettoomkostningerne til affaldsvarmekøb, brændselsforbrug, elindtægt, omkostninger til drift og vedligehold af anlæg, samt annuitetsfinansiering af nye investeringer.

I beregningen indgår HØK, NF og naturgasfyrede kedler som leverer varme til de tilknyttede forsyningsområder, og som indgår i ”HVISS” prisen (se efterfølgende afsnit). Fliskedlen på HPC indgår ikke i ”HVISS” prisen.



Figur 4 Resultat for HØK A/S over den 20-årige periode - beregnet som likviditetsvirkningen med annuitetsfinansiering (2013-priser).

Det ses af Figur 4, at de årlige udgifter til varmeproduktion i HØK A/S er lavere ved biomassekraftvarme end ved naturgaskraftvarme over hele betragtningsperioden.

De lavere udgifter i de to første år skyldes grundbeløbet til HØK, som falder bort efter 2018. Grundbeløbet afløste støtten til decentral kraftvarme i treleds-tariffen ved overgang til salg af el på markedsvilkår.

Den årlige besparelse ved biomassekraftvarme i forhold til naturgaskraftvarme ligger i intervallet 40 - 45 mio. kr. Over den 20-årige betragtningsperiode bliver det til 850 mio. kr.

I den efterfølgende tabel er vist de centrale prisforudsætninger, som er anvendt til virksomhedsøkonomien.

Investering i biomassekraftvarme	520 mio. kr.	Medio 2013 pris
Finansiering	Annuitet, rente 4 % p.a., 20 års løbetid, kurs 100	
Biomassepris	53,5 kr./GJ medio 2013 pris	Stigning ca. 1,0 % pr. år
Afgifter 2014	0,92 kr./GJ	NO _x ved måling
FSA 2020, stigning	30,3 kr./GJ	
Naturgaspris	2,723 kr./Nm ³ (68,8 kr./GJ)	Stigning ca. 1,0 % pr. år
Afgifter 2014	2,845 kr./Nm ³ (71,8 kr./GJ)	
FSA 2020, stigning	0,471 kr./Nm ³ (11,9 kr./GJ)	
Elpris		
Nordpool 2013	295 kr./MWh (gennemsnit)	Stigning ca. 2,0 % pr. år
Tillæg til biomassekraftvarme	150 kr./MWh	Reduktion ca. 2,1 % p.a. (inflation)

Tabel 2 Centrale forudsætninger til virksomhedsøkonomi, priser uden moms.

FSA 2020 = Forsynings sikkerhedsafgift indsluset afgift pr. 2020 if. lovforslag,

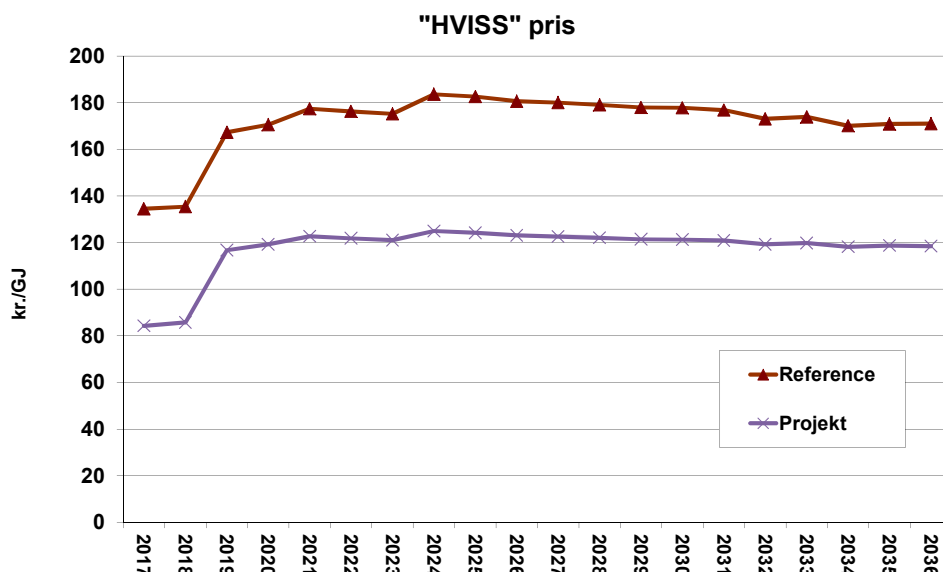
Stigning i energipriser er som Energistyrelsen prognose for prisudvikling, med 2013 som indeks 100. Tillæg til biomassekraftvarme er et fast beløb, som ikke indeksreguleres.

5.3 Kundeøkonomi

”HVISS” (Hvile I Sig Selv) udtrykker i denne forbindelse omkostningen pr. varmenhed, der leveres fra HØK A/S, og som er produceret på HØK, NF og naturgasfyrede kedler.

”HVISS” prisen for varme fra HØK A/S er for nuværende ca. 135 kr./GJ inklusive Forsynings sikkerhedsafgift.

”HVISS” prisen med henholdsvis naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme på HØK er beregnet ved det årlige likviditetsbehov, som er præsenteret i det forudgående afsnit.



Figur 5 Gennemsnitlig produktionspris fra HØK A/S - beregnet ved likviditetsvirkningen med annuitetsfinansiering (2013-priser).

Det ses, at "HVISS" prisen stiger kraftigt efter grundbeløbets udløb i 2018. Ved fortsat naturgaskraftvarme stiger "HVISS" prisen til 170–180 kr./GJ, mens den ved biomassekraftvarme stiger til 115-125 kr./GJ, hvilket svarer til en besparelse på ca. 30 %.

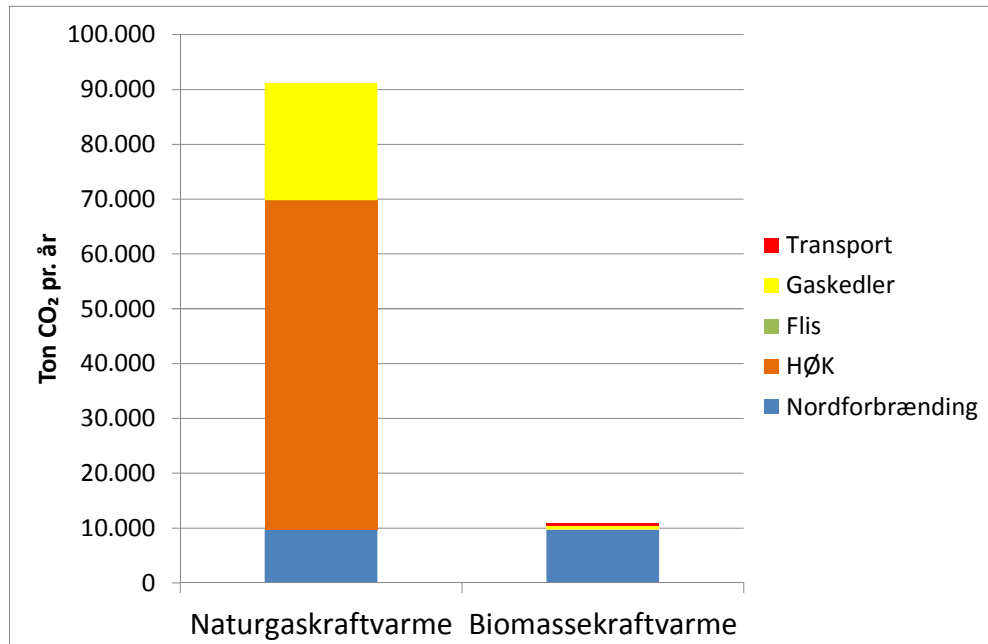
Der er foretaget en beregning på væsentlig usikkerheder i forudsætningerne. Varmeprisen vil være mest påvirket af varmeproduktionen, da faste udgifter til personale og vedligehold samt til ydelse på lån falder pr. GJ ved stigende produktion. Herefter er varmeprisen påvirket af brændselsprisudviklingen og i relativt mindre grad, af investering og elprisen.

5.4 Samfundsøkonomi og CO₂

Som følge af den ændrede produktionsfordeling reduceres CO₂-udledningen fra de varmeleverende anlæg med 88 % pr. år i gennemsnit. Heri indgår CO₂ fra affaldsforbrænding på NF.

Ved biomassekraftvarme indgår endvidere CO₂-udledning fra indenlandsk transporten af flis på lastbiler, hvilket svarer til 0,5 % af CO₂-udledning ved naturgaskraftvarme. CO₂-udledning fra transport er hentet fra VVM undersøgelsen.

CO₂ emissionen og kilderne hertil er vist i den efterfølgende figur:



Figur 5 CO₂-emission fra varmeleverende anlæg inkl. transport af biomasse.

De samfundsøkonomiske konsekvenser betragter rentabiliteten i biomassefyring i forhold til naturgasfyring på HØK, set fra samfundets side.

Samfundsøkonomisk nuværdi over 20 år	
Naturgaskraftvarme på HØK	-1.537 mio. kr.
Biomassekraftvarme på HØK	-1.507 mio. kr.
Forskel	30 mio. kr.

Tabel 3 Samfundsøkonomisk resultat over 20 år.

Sammenholdes nuværdien af periodens samlede omkostninger ved henholdsvis naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme ses, at der ved de anvendte forudsætninger opnås en nuværdibesparelse på 30 mio. kr. over betragtningsperioden ved biomassekraftvarme.

6 Andre alternativer

Fornyelse af HØK med en biomassefyret kedel er vurderet som den bedste løsning på de udfordringer, som HØK står overfor de kommende år.

Andre alternativer kunne have været attraktive, hvis betingelserne havde været anderledes, f.eks. med mindre installeret effekt, en længere tidshorisont eller anderledes lovbestemmelser.

Nedenfor gennemgås de alternativer, som også har været vurderet.

6.1 HØK levetidsforlænget

Levetidsforlængelse af det eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeanlæg er teknisk muligt, men økonomisk ufordelagtigt.

HØK er et gammelt kraftvarmeværk. 20 år regnes som normal levetid for kraftvarmeværker, og hvis det skal kunne bruges som primær produktionsenhed de næste 20 år, skal der løbende investeres i at holde anlægget kørende, og reducere risiko for havarier. Eneste undtagelse er dampturbinen, som har brugt omkring halvdelen af sin forventede levetid på 200.000 timer, og den forventes at kunne anvendes den resterende tid, hvis den vedligeholdes forskriftsmæssigt.

Det er vanskeligt præcist at forudse, hvad der skal skiftes og hvornår. Selvom om der er bestemte serviceintervaller for centrale anlægsdele, må det forventes, at omkostningerne vil være stigende til vedligehold og udskiftning af diverse ældre anlægsdele. Endvidere kan der være anlægsdele, som ønskes opgraderet. Det er altså ikke kun en spørgsmål om omkostninger til at holde det nuværende anlæg i drift, men også et spørgsmål om behov for tilpasning af anlægget til fremtidige krav og betingelser.

Hvis HØK ikke fornyes med biomassekraftvarme vil produktionsomkostningerne fortsat afhænge af naturgasprisen og elpris. Beregningsresultaterne i afsnit 5.2 viser en fremtidig høj omkostning til varmeproduktion ved naturgaskraftvarme. Det betyder, at det bliver økonomiske vanskeligt at foretage nye investeringer i anlægget.

Endvidere opnås der ikke en reduceret CO₂-udledning og forsynings sikkerheden vil være uforandret.

En levetidsforlængelse af HØK vil kunne gennemføres hurtigere end en fornyelse, men til gengæld er der ingen fordele at realisere.

6.2 Biogas

Det vurderes, at der mangler tilstrækkelige mængder af ressourcer til biogasproduktion i denne skala lokalt i Nordsjælland.

Kraftvarmeproduktion på biogas kan være en mulighed for at producere fjernvarme på lokale ressourcer, ligesom det kan bidrage til at reducere CO₂-udledningen. Der er efterhånden flere gode erfaringer med at producere biogas på især husdyrgødning og organisk industriaffald.

Imidlertid er store biogasanlæg, som der er behov for i denne forbindelse, ikke almindelige.

Forudsætningerne for at indsamle tilstrækkelige mængder af velafprøvede typer af organisk materiale til et anlæg af HØK's størrelse i HØK's opland er ikke optimale. Det kan blive nødvendigt at afsøge nye og mindre afprøvede biomasseressourcen. Det skal endvidere være muligt at afsætte de afgassede produkt til f.eks. plan-teavlere. Disse forhold vil i sig selv gøre et biogasanlæg risikofyldt. Nordsjælland Biogasanlæg har tidligere forsøgt sig med biogas på husholdningsaffald i lille skala uden succes.

Der skal desuden opbygges et stort netværk af leverandører til at levere biomasse og til at modtage restproduktet. Derudover vil store transportafstande medføre, at det vil være svært at få en god økonomi i kraftvarmeanlægget. Tidshorisonten på planlægning og etablering af et biogasanlæg vil være 4-8 år.

6.3 Geotermisk varme

Der er væsentlige risici ved geotermisk varme, hvorved forsyningen ikke kan baseres på dette som hovedanlæg, men det kan måske være et velegnet supplement

Geotermisk varme vurderes som risikabelt med meget store omkostninger til undersøgelse af, hvorvidt geotermi overhovedet er en mulighed. Hvis der først er opført et velfungerende geotermianlæg, giver det varme uden et væsentligt brændselsforbrug og derved også med en stor besparelse i CO₂-udledningen.

Geotermipotentialet i Helsingørrområdet er endnu ikke fuldt belyst, og der skal investeres yderligere ressourcer, før end det kan fastslås, om potentialet er til stede, for at få et velfungerende geotermianlæg.

Potentialet i denne del af Nordsjælland er ikke helt så velbeskrevet som omkring Hillerød og Farum da en forkastning, der går gennem Karlebo, giver større usikkerhed øst for forkastningen end vest for.

Øst for forkastningen har det været muligt at interpolere mellem Karlebo og Stenlille, mens der øst for skal ekstrapolere ud fra Karleboboringen.

Der er derfor behov for yderligere analyser i området inden der kan iværksætte borer, som reelt kan vise potentialet for Geotermi. Geotermi er stadig interessant, men der er fortsat usikkerheder, hvorfor geotermi primært vil være interessant som et supplement.

6.4 Fjernvarmeledning fra Helsingborg

En fjernvarmeledning under Øresund er teknisk muligt og miljømæssigt hensigtsmæssig at bygge mellem de to søsterbyer. Men økonomien og det juridiske sætter en stopper for projektet.

En nylig udgivet rapport undersøger muligheden for at etablere en fjernvarmeledning under Øresund, og supplerer dermed en tilsvarende undersøgelse fra 1998 om et udvidet samarbejde mellem Helsingør og Helsingborgs to store varmforsyninger.

Rapporten er resultatet af svenske Öresunds Kraft og Forsyning Helsingør projekt HH-fjernvarme, som blev skudt i gang som et fælles EU-finansieret projekt i foråret 2012. Projektet har undersøgt de økonomiske, juridiske, teknologiske og miljømæssige forudsætninger for en fjernvarmeledning under Øresund, og resultatet er nu blevet samlet.

I rapporten vurderes det, at det er teknisk muligt, men dog vanskeligt at lægge en fjernvarmeledning mellem de to byer. Påvirkningen af miljøet anses for at være ringe, og faktisk vil en ledning mellem de to byer bidrage til at sænke udledningen af drivhusgasser.

I forhold til dansk lovgivning fastslår rapporten, at der skal foretages yderligere juridiske analyser af, hvorvidt en fjernvarmeledning mellem de to byer er på kant med kommunalfuldmagten, og om den overhovedet vil kunne opnå godkendelse efter den danske varmforsyningslov.

6.5 Flisfyrede fjernvarmekedler

Ifølge den gældende varmforsyningslov er det ikke muligt at etablere flisfyrede fjernvarmekedler.

Ifølge Varmeforsyningsloven må biomassefyrede fjernvarmekedler ikke etableres i fjernvarmeområder, der forsynes fra naturgasfyrede anlæg, undtagen i helt specielle situationer. Bl.a. skal kapaciteten være nødvendiggjort af et umiddelbart øget varmebehov, som følger ved en samtidig udvidelse af forsyningsområdet.

Til gengæld tillader varmforsyningsloven, at der etableres biomassefyrede kraftvarmeanlæg. Blandt andet på baggrund af disse lovkrav fremkom ideen om en biomassefyret tilbygning til HØK.

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BESLUTNINGSGRUNDLAG - BILAGSRAPPORT

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BESLUTNINGSGRUNDLAG - BILAGSRAPPORT

PROJEKTNR. A037357-033
DOKUMENTNR. A037357-033-02
VERSION 1.0
UDGIVELSESDATO 5. maj 2014
UDARBEJDET jsb/oluu
KONTROLLERET nies
GODKENDT pbni

BILAG

- Bilag A Biomassefyret kraftvarmeværk,
skitseprojekt, resumerapport
- Bilag B Samdrift mellem combined cycle anlæg og
biomassekedlen
- Bilag C Projektøkonomi

Bilag A Biomassefyret kraftvarmeværk, skitseprojekt, resumerapport

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BILAG A
SKITSEPROJEKT

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BILAG A
SKITSEPROJEKT

PROJEKTNR. A037357-033
DOKUMENTNR. A037357-033-03
VERSION 1.0
UDGIVELSESDATO 05. maj 2014
UDARBEJDET IBSO/NIES/OLUU
KONTROLLERET NIES
GODKENDT HAMH

INDHOLD

1	Sammenfatning og Indledning	7
1.1	Sammenfatning	7
1.2	Indledning	7
2	Forudsætninger	8
2.1	Designmæssige forudsætninger	8
2.2	Tekniske forudsætninger	10
2.3	Økonomiske forudsætninger	10
3	Brændselshåndtering og logistik	12
4	Fyrings- og kedelanlæg	14
4.1	Fyringsteknologi	14
4.2	Anlægsdesign	15
5	Anlægskoncept og energiidnyttelse	17
5.1	Anlægskoncept	17
5.2	Varmegenvinding fra røggas	18
6	Røggasrensning og restprodukter	21
6.1	Emissionskrav	21
6.2	Anbefalet anlægskoncept for røggasrensning	23
6.3	Restprodukter	24
7	El og automatisering	25
7.1	Eksisterende anlæg	25
7.2	Genanvendelse af eksisterende udstyr	25
7.3	El-anlæg	26
7.4	Automatisering	27

8	Integration med eksisterende anlæg og infrastruktur	28
8.1	Vand-damp system	28
8.2	Nettilslutning	29
8.3	Integration af Bygningsanlæg	29
8.4	Administration og mandskabsforhold	29
9	Layout	30
10	Driftmæssige forhold	32
10.1	Krav fra Energinet.dk	32
10.2	Drift af anlæg	32
10.3	Redundans af systemer	33
11	Anlægs- og driftsøkonomi	34
11.1	Estimeret anlægsinvestering	34
11.2	Driftsøkonomi	35
12	Udbudsstrategi	38
12.1	Udbud af procesanlæg og bygningsleverancer	38
13	Biomasseressourcer	39

1 Sammenfatning og Indledning

1.1 Sammenfatning

Der er udarbejdet skitseprojekt for fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med en ny biomassefyret kedel. Anlægget genanvender damp turbine og generator fra det eksisterende combined cycle anlæg samt øvrigt hjælpeudstyr. Skitseprojektet har til hensigt at redegøre for tekniske muligheder og anbefalinger for det nye anlæg, og danne grundlag for udarbejdelse af de tekniske specifikationer i udbudsmaterialet.

Det samlede overslag for anlægget er ca. 520 mio. DKK.

1.2 Indledning

Der påtænkes en fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk (HØK) etablering af en ny biomassefyret kedel som supplement til det eksisterende gasfyrede combined cycle anlæg på HØK, der snart har nået sin tekniske levealder. Combined cycle anlægget vil fortsat kunne være i drift og fungere som back-up for det nye anlæg, indtil dette ikke længere betragtes som formålstjenligt.

Nærværende rapport omfatter en opsummering af det tekniske skitseprojekt, der er udført som en del af forprojektet for det biomassefyret kraftvarmeværk, ligesom den indeholder vurdering af mængder og priser for biomasseressourcer.

2 Forudsætninger

2.1 Designmæssige forudsætninger

2.1.1 Placering

Anlægget vil blive placeret på Energivej i Helsingør ved siden af det gasfyrede combined cycle anlæg Helsingør Kraftvarmeværk. Anlægget opføres i forbindelse med og i tilknytning til etableringen af et nyt driftscenter med administration og ny genbrugsplads.



Figur 1 Geografisk placering af anlæg

2.1.2 Biomassetyper

Udgangspunktet for det biomassefyrede kraftvarmeværk er, at det primære brændsel vil være skovflis.

Anlægget vil skulle designes til at kunne håndtere en række alternative biomasse-typer/brændsler. Det forventes at HØK må skaffe brændslet på det internationale marked eller via distributører, da al biomasse ikke vil kunne sources lokalt.

De alternative biomassetyper/brændsler skal være i overensstemmelse med Biomassebekendtgørelsens bilag 1¹. I Miljøansøgningen indeholdes følgende relevante brændsler for det biomassefyrede kraftvarmeværk (nummer refererer til nummer i Biomassebekendtgørelsen):

1. Råtræ, herunder bark, skovflis og ubehandlet savværksflis
2. Rent træ (herunder spåner og savsmuld) uden indhold af lim, lak, imprægnering, maling (ud over evt. savværksstempler o.l.), folie, laminat, søm, skruer, beslag etc.
3. Træaffald fra produktion og bearbejdning af rent, limet træ, med et indhold af lim (fenol-resorcinol-lim, polyvinylacetat-lim, urea-formaldehyd-lim, polyurethan-lim og melamin-urea-formaldehyd-lim), der ikke overstiger 1%, målt som vægtprocent af tørstof.
4. Halm (herunder indbindingssnor fra halmballer)

Brændselshåndteringsanlæg skal som udgangspunkt designes, til at kunne håndtere skovflis. Brændsler med lignende karakteristisk, vil dermed også kunne håndteres. Anlægget kan endvidere forberedes til også at kunne håndtere en hvis andel have- og parkaffald.

Der påtænkes ikke systemer til håndtering af tørre brændsler som træstøv, risskaller etc. som kræver separat lagring i silo, separat indfyring, brug af ATEX udstyr og formentlig pneumatisk transport til kedlen.

2.1.3 Genanvendelse af eksisterende anlæg

Generelt forudsættes det, at eksisterende udstyr på HØK udnyttes i det omfang det er teknisk muligt og økonomisk giver mening.

Generelt forudsættes eksisterende turbine/generatoranlæg at blive genanvendt samt fjernvarmesystem og spædevandsanlæg. Desuden genanvendes eksisterende højspændingstransformer.

Følgende anbefalinger er givet:

- › Dampturbinen anbefales genanvendt i forbindelse med etablering af nyt biomasse KV anlæg. Det er oplyst fra HØK, at dampturbinene har brugt ca. halvdelen af sin levetid på 200.000 timer². Det vurderes derfor, at der er tilstrækkelig restlevetid, og at dette er omfattet af dampturbinens planlagte vedligeholdelsesomkostninger.

¹ Bekendtgørelse om Biomasseaffald, BEK nr. 1637 af 12/12/2006

² Mail af d. 3. april 2014. Tilstandsrapport vedhæftet.

- › Ny bypass-kondensator etableres til at øge driftsfleksibilitet og rådighed.
- › Den eksisterende generator er større end påkrævet, når KV-anlæg er i drift alene. Generatorstørrelsen gør dog, at der vil være relativt store generatortab. Etablering af ny generator kan overvejes, hvis gasturbinen ikke længere skal anvendes.
- › Det vurderes muligt at ombygge eksisterende turbine-generator konfiguration, så det i fremtiden vil være muligt at drive såvel 100 % combined cycle- som 100 % biomassedrift eller en kombination af disse to.
- › Det mulige geotermi-projekt og biomasse KV-anlægget blev vurderet som et integreret koncept, men det har vist sig, at en fuldstændig integration vil ødelægge energibalancen af det nye KV anlægget, og integration med geotermi kan dermed ikke anbefales.

2.2 Tekniske forudsætninger

2.2.1 Fjernvarmetemperaturer og fjernvarmenet

Fjernvarmen veksles mod en række distributionsnet i bl.a. Hornbæk og Helsingør, ligesom transmissionsnettet strækker sig til Nordforbrænding's fjernvarmenet mod syd. På grund af hydrauliske begrænsninger i nettet, vurderes det ikke umiddelbart muligt at reducere de nugældende temperaturforhold.

De eksisterende fjernvarmetemperaturer anvendes i forbindelse med skitseprojektet.

Tabel 1 Fjernvarmetemperaturer

Fjernvarmetemperaturer		
	Sommer	Vinter
Fremløbstemperatur	98 °C	98-110 °C
Returløbstemperaturer	48-52 °C	50-52 °C

2.3 Økonomiske forudsætninger

Nedenstående økonomidata anvendes alene til økonomiske analyser i forbindelse med optimering af anlægget. For alle priser gælder at der anvendes prisniveau 2013.

Tabel 2 Økonomiske forudsætninger

Parameter	Værdi
Elsalgspris inkl. elproduktionstilskud	Nordpool spot + 15 øre/kWh ³
Varmepris ab anlæg	Beregnes
Afskrivningsperiode	20 år ⁴
Brændselspris, flis	53,5 kr./GJ ⁵

³ Elproduktion fra biomasse har modtaget støtte i en række år. I henhold til den seneste ændring af Elforsyningsloven, §45 ydes et tilskud til elproduktion på 15 øre/kWh. Tilskuddet ydes dog kun ved afbrænding af biomasse.

⁴ Der regnes med en annuitet og med lineær afskrivning henholdsvis gæld, der følger lånet

⁵ Der regnes med en årlig stigning i prisen på 1% p.a. udover inflation.

3 Brændselshåndtering og logistik

Der er gennemført en analyse af brændselshåndteringen med vurdering af den optimale løsning for håndtering af brændsler på anlægget, herunder modtageforhold, lagerforhold, automatisering af brændselstilførsel, undersøgelse af leveret brændselskvalitet m.v. Forskellige lagertyper er vurderet teknisk og økonomisk og sammenholdt med de lokale placeringsmuligheder og krav til visuelle forhold.

Brændselsmængder ved 100% flisfyring fremgår af nedenstående tabel.

Tabel 3 Flismængder

Anlægsstørrelse	Flismængder			
	Indfyret effekt	tons/time ⁶	m ³ /time ⁷	tons/år ⁸
70 MW		27	106	127.300

Følgende forudsætninger og anbefalinger gives i forbindelse med brændselshåndteringen:

- › Anlægget designes til at skulle håndtere skovflis som det primære brændsel. Forudsætningen for ”design-flis” til design af lageret er en fugtighed på 45 % og en brændværdi på 9,5 MJ/kg.
- › Anlægget vil kunne modtage biomasse i tidsrummet mellem kl. 07 og 18, mandag til fredag. Det gennemsnitlige antal transporter til anlægget vil være 3-4 vogntog per time.
- › Anlægget designes med et lagervolumen svarende til fem dages forbrug ved nominel last. Det medfører krav til lagervolumen på 10-12.600 m³.
- › Koncept anbefales at bestå af vejebroer, modtagesilo med min. 5 aflæsebåse, screeningssystem for udsortering af for store emner, jern og sten samt tre runde siloer med skruetransportør i bunden (reclaimer). Størrelse og udformning af siloer er foreløbig vurderet til en diameter på ca. 22 m og en højde på maks.

⁶ Ved nominel last

⁷ Ved densitet på 250 kg/m³.

⁸ Under forudsætning af 4.800 ækvivalente fuldlasttimer per år.

25 m. Størrelsen vil skulle verificeres endeligt i samarbejde med de relevante brandmyndigheder. En del af lagervolumen vil evt. kunne være i modtagelsen, hvorved lagersiloerne kan reduceres.

- › Transport mellem enhederne anbefales så vidt muligt at udformes som båndtransportører. Hvor pladsforhold/afstandskrav ikke tillader dette, må andre typer transportører vurderes – generelt vil alternativt være skrabetransportører (redlere).
- › Der vil skulle være stor fokus på brandforhold i forbindelse med transport og lagring af biomassen. Jo højere fugtindhold, jo længere oplagringstid og jo højere kompaktering (stakkehøjde), jo højere vil risikoen for brand være. Der vil derfor skulle udarbejdes plan for adkomst, slukning og tømning af anlæg i forbindelse med mere detaljeret design af anlægget.

4 Fyrings- og kedelanlæg

4.1 Fyringsteknologi

To relevante fyringsteknologier er vurderet i forhold til anlægget, ristefyring og fludised bed. I vurderingen tages der udgangspunkt i et kraftvarmeværk med en samlet termisk effekt på ca. 70 MW indfyret, som vurderes at kunne producere ca. 54 MW varme ved nominel last.

Nedenstående oversigtstabel opsummerer de overordnede forskelle mellem de to kedelteknologier:

Tabel 4 Oversigtstabel, fyringsteknologi

	Ristefyret kedel	BFB kedel
Brændværdi interval (MJ/kg)	5-15	3-20
Brændselsfleksibilitet	Alkali og fremmedlegemer	Brændværdi og fugtighed.
Typisk størrelse (MW)	10-120	10-200
Kedel virkningsgrad (%)	90	90
Planlagte driftsstop pr år	1	1
Rådighed (timer)	8100/8200	8100/8200
NO_x emissioner uden SNCR (mg/Nm³)	200-300	<200
Mulighed for SNCR	Ja	Ja
Mulighed for SCR	Ja	Ja
Forbrugsstoffer:		
- ammoniakvand til SNCR (kg/h) v. 150 mg NO_x/Nm³	40	13
- bed materiale (kg/h)	0	200
- elforbrug (MW)	1,2	1,9

Det vil være en designparameter at fastlægge de sekundære brændsler, med henblik på at vælge den rigtige fyringsteknologi. Sekundærbrændslet kan indebære anlægsmodifikationer og ekstra investeringer til bl.a. fyringsanlæg.

Idet en række forskellige tekniske og driftsøkonomiske parametre har betydning på vurderingen af fyringsteknologi, er det ikke givet om ristefyring eller BFB som udgangspunkt er mest fordelagtigt. Derfor anbefales en fremgangsmåde, hvor val-

get af fyringsteknologi holdes åbent i et udbud, med deraf følgende mulighed for at kedelleverandørerne kan præsentere de bedste løsningsforslag.

4.2 Anlægsdesign

4.2.1 Bindinger til eksisterende anlæg

Kedel-anlægget vil have en række bindinger til det eksisterende system på vand/damp-siden. Dette vil primært være højtryksdampledningen samt kondensat fra kondensatorerne. Herudover vil det være spædevand.

Kedlen designes til følgende nominelle dampparametre ved indløb til dampturbine:

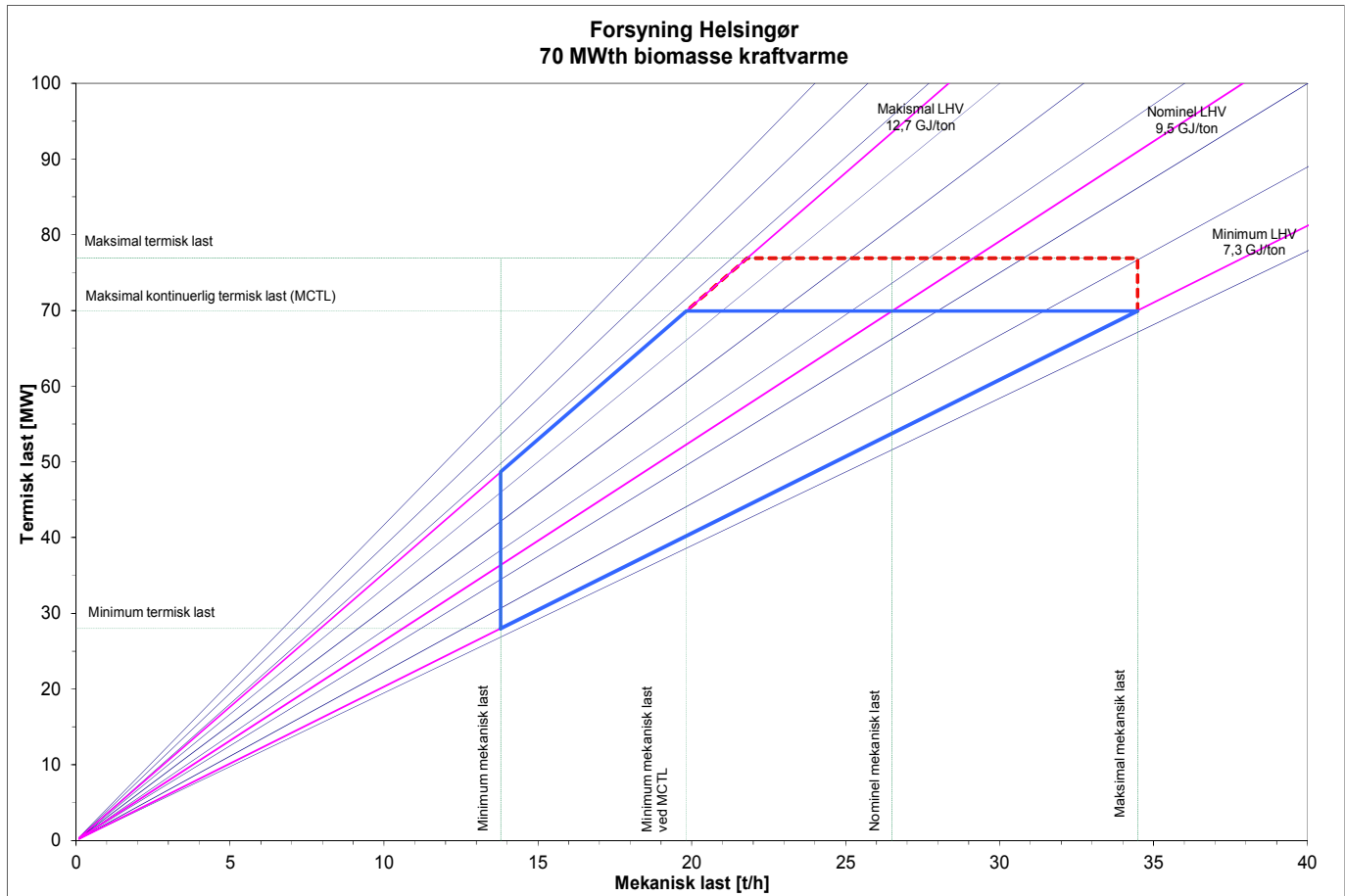
Tabel 5 Nominelle dampparametre

Parameter	Værdi	Enhed
Tryk, norm./maks.	62/77,61	Bar
Temperatur, norm./maks.	501,8/510	°C
Maks. damp flow	22,30	kg/sek
Slugeevne	23,35	kg/sek

Foruden ovenstående dampparametre, vil der være krav til minimumsgrad af overhedning af dampen, inden turbinen er i stand til at modtage den, ligesom der vil være en minimums dampmængde.

4.2.2 Kapacitetsdiagram

I udformningen af kapacitetsdiagrammet, er der taget udgangspunkt i en nominal indfyret effekt på 70 MW. Den endelige anlægsstørrelse fastlægges, når koncept for energidnyttelse er fastlagt.



Figur 2 Kapacitetsdiagram for det nye biomassefyret kraftvarmeværk

Som det fremgår af kapacitetsdiagrammet, vil brændværdispektret variere fra 7,3 GJ/tons (55% fugt) til 12,7 GJ/ton (30% fugt) ved nominal last. Lasten afgrænses til 40 % af den nominelle termiske last, hvor anlægget stadig vil skulle kunne levere damp ved de nominelle dampdata.

Det foreslås dog, at lade kapacitetsdiagrammet indgå som en del af konkurrence-/evalueringsparametre, idet anlæggets evne til nedregulering giver store muligheder for øget udnyttelse af anlægget (i perioder med lavt varmebehov) samt bedre reguleringsevne ved varierende el-priser (mulighed for prioritering af el- og varmeproduktion, når varmeakkumulatoren udnyttes).

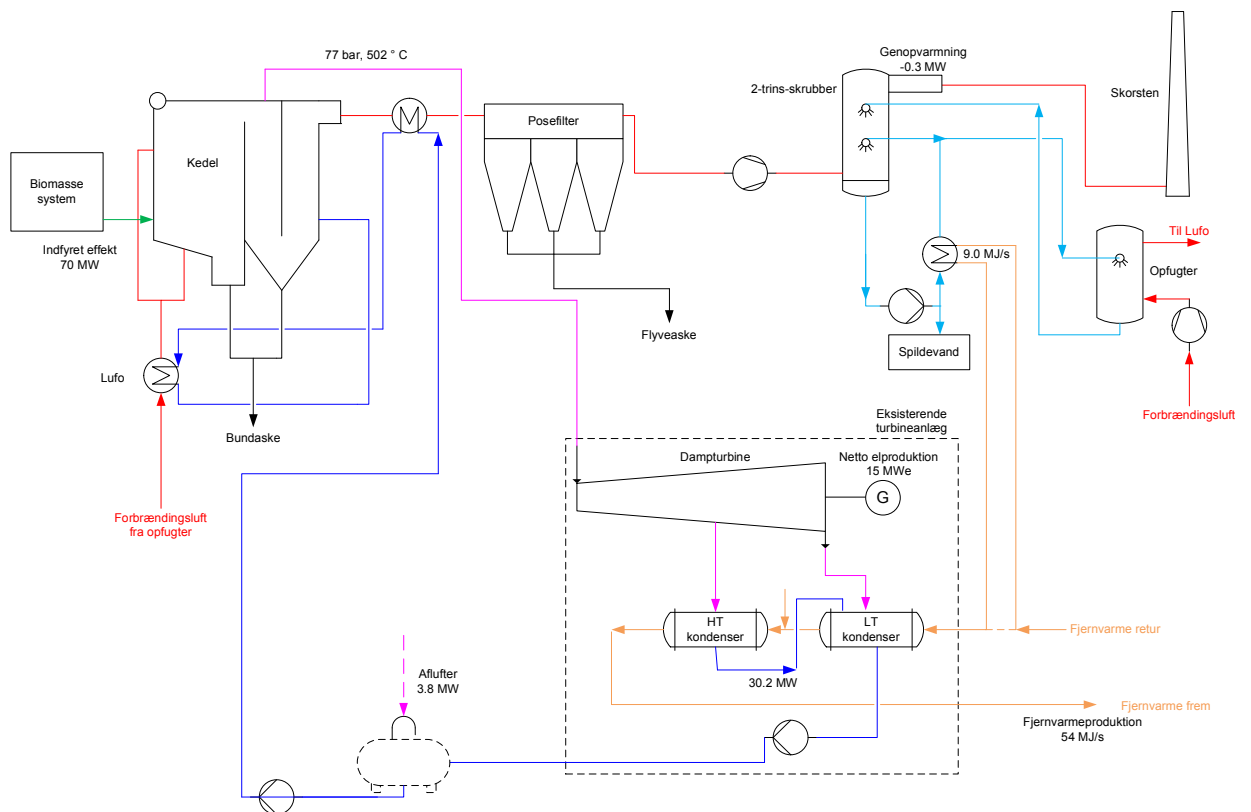
4.2.3 DeNOx-anlæg

Vurderingen i skitseprojektet viser, at SNCR er den foretrukne løsning som teknologi til reduktion af NO_x. Ud fra overvejelser angående stigende NO_x afgifter i fremtiden, anbefales det at der gøres plads til en senere installering af et SCR anlæg.

5 Anlægskoncept og energiodnyttelse

5.1 Anlægskoncept

På nedenstående figur gengives den principielle opbygning af kraftvarmeværket. Det stiplede område indikerer det eksisterende anlæg, som påtænkes genanvendt.



Figur 3 Principiel opbygning af kraftvarmeværk

5.2 Varmegenvinding fra røggas

Der er i skitseprojektet set på en række koncepter for varmegenvinding. Der er foretaget tekniske og økonomiske sammenligninger mellem de fire forskellige koncepter.

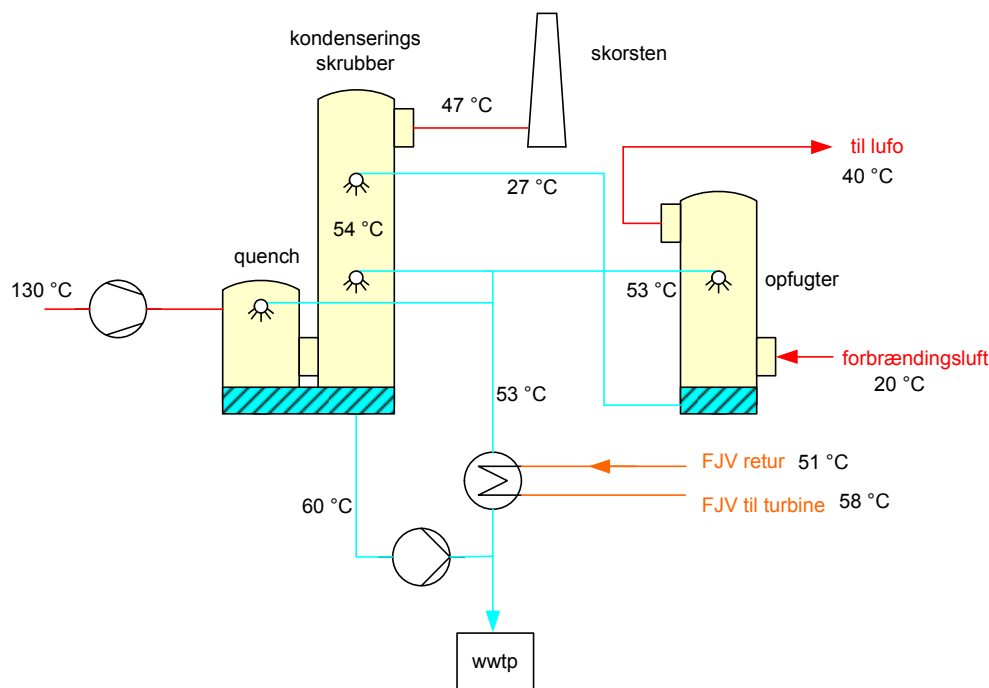
Følgende koncepter for varmegenvinding er vurderet:

- Scenarie 1: Kondenseringskrubber / kondenseringsvarmeveksler
- Scenarie 2: 2 trins-kondenseringskrubber og opfugtning af forbrændingsluft
- Scenarie 3: 2 trins-kondenseringskrubber og roterende opfugter
- Scenarie 4: 2 trins-kondenseringskrubber og varmepumpe.

Af de fire forskellige koncepter, er der her i resumérapporten, kun gennemgang af de to mest relevante for det nye biomassefyret kraftvarmeværk.

5.2.1 Scenarie 2 – Kondenserende skrubber med opfugtning af forbrændingsluft

Det vil være en mulighed at supplere røggaskondenseringsystemet med opfugtning af forbrændingsluften og en 2 trins skrubber. Kondensat fra det første trin i skrubberen køles ned til ca. 27° C af forbrændingsluften, der varmes op til ca. 40° C. Det kolde kondensat bruges i andet trin af skrubberen, hvor røggassen køles ned til ca. 47° C. Systemet kan genvinde ca. 13-14 % af den indfyret effekt til fjernvarme.



Figur 4 Scenarie 2 - To trins kondenseringskrubber og opfugter koncept.

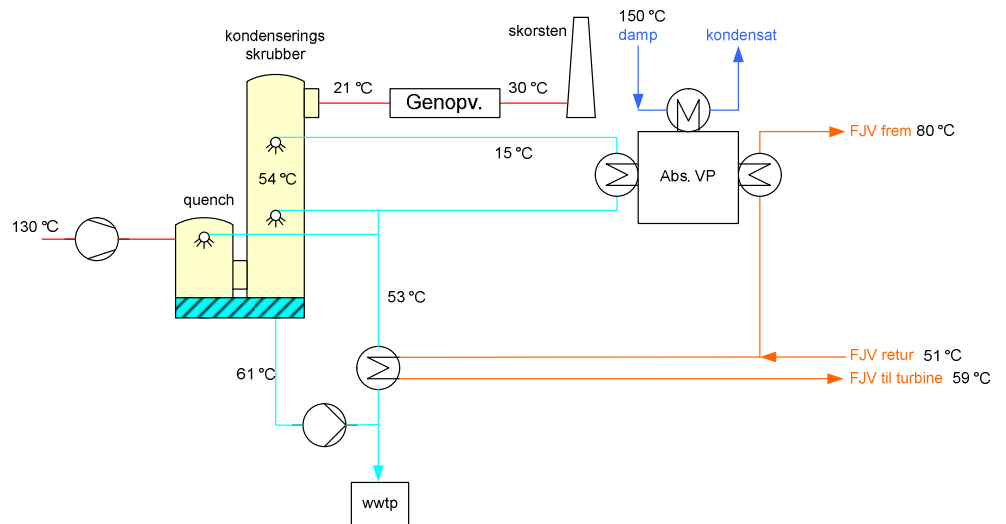
5.2.2 Scenarie 4 – Kondenserende skrubber og varmepumpe

Røggaskondenseringssystemet kan suppleres med en varmepumpe og en 2 trins skrubber. Varmepumpen giver en lavere røggastemperatur og røggaskondensering med varmepumpe vil kunne genvinde i alt ca. 21 % af den indfyret effekt (13 % fra varmepumpen og resten fra skrubberen)⁹ for produktion af fjernvarme. Mængden af genvundet varme er uafhængig af returtemperatur og fugtigheden i brændslet.

Varmepumpens drivenergi kan være el (kompressionsvarmepumpe) eller hedtvand/udtagsdamp fra turbinen (absorptionsvarmepumpe).

Scenarie 4B - Absorptions-varmepumpe

Hedtvand- eller damptemperaturen samt fordamningstemperaturen og absorption/kondenseringstemperaturen skal passe sammen for at få en løsning, der kan realiseres. Med en kølevandstemperatur på 15 °C og en fjernvarmetemperatur på 80 °C, vil den laveste mulige drivenergi temperatur være ca. 150 °C.



Figur 5 Absorptionsvarmepumpe koncept

⁹ Røggassen køles ned til 20 °C og genopvarmes til 30 °C, med hjælpen af fjernvarmevand.

5.2.3 Sammenligning og anbefaling af varmegenvindingskoncept

Tabel 6 Årlige produktionsdata og økonomisk sammenligning (54 MW varme)

Parameter	Enhed	Scenarie 1 Skrubber	Scenarie 2 Opfugter	Scenarie 4A El-VP	Scenarie 4B Abs-VP, HT damp	Scenarie 4C Abs-VP, LT damp
Varmeproduktion	MWh/år	258.000	258.000	258.000	258.000	258.000
Netto elproduktion	MWh/år	76.900	75.800	49.700	41.100	58.300
Flisforbrug	MWh/år	351.200	331.100	287.600	280.900	296.200
Kondensat	m ³ /år	27.200	46.700	69.000	67.200	70.900
Forskel - varmeproduktion	MWh/år	0	0	0	0	0
Forskel - elproduktion	MWh/år	0	-1.100	-27.200	-35.800	-18.600
Forskel - flisforbrug	MWh/år	0	-20.100	-63.600	-70.300	-55.000
Forskel - kondensat	m ³ /år	0	19.500	41.800	40.000	43.700
Forskel investeringer (annuitet, 15 år, 7%)	Mio. kr/år	0	-0.2	0.6	0.9	0.0
Forskel opex	Mio. kr/år	0	-0.1	-0.1	0.0	-0.2
Forskel flisomkostninger	Mio. kr/år	0	3.9	12.2	13.5	10.6
Forskel elproduktion	Mio. kr/år	0	-0.5	-13.9	-18.3	-9.5
Forskel kondensat	Mio. kr/år	0	-0.6	-1.3	-1.2	-1.3
I alt	Mio.kr/år	0	2.4	-2.4	-5.1	-0.5

Overslaget i tabellen viser at løsningen med kondenseringsskrubber og opfugtning (scenarie 2) i princippet vil give den bedste økonomi og derfor vil skulle anbefales. Der er ikke inkluderet evt. økonomiske konsekvenser for kedelanlægget. Ved maksimal last og høj fugtighed vil kedelanlægget skulle designes til stort røggasflow.

Tallene er dog følsomme overfor priser på bortskaffelse af kondensat, elpriser og priser for biomasse. Stiger prisen eks. med 10 % vil scenarie 4C med absorptions-varmepumpe drevet ved LT-damp ligeledes være attraktivt. Det har endvidere den fordel, at flisforbruget falder og dermed falder mængden af transporter og den trafikale belastning.

Der skal dog tages forbehold for endeligt valg, eftersom det ikke er blevet verificeret om lavtryks indtaget på turbinen kan konverteres til et udtag. Hvis det er muligt at konvertere lavtryksindtaget til udtag, er scenarie 4C at anbefale.

6 Røggasrensning og restprodukter

6.1 Emissionskrav

6.1.1 Forventede fremtidige emissionskrav til luft

EU har i 2013 udarbejdet et første forslag til en revideret BREF (BAT Reference document) for LCP (Large Combustion Plants – Store Fyringsanlæg). Dette udkast fra juni 2013 repræsenterer den seneste opdatering af BAT (Best Available Technique) herunder emissionsgrænseværdier, der omtales som "BAT-konklusioner".

Det forventes, at den nye BREF bliver vedtaget i 2014, og kravene vil blive bindende senest fra 2018, 4 år efter vedtagelse. Et nyt stort fyringsanlæg som på HØK vil på dette tidspunkt blive underlagt kravene heri.

Idet røggasrensningsanlægget vil skulle designes efter emissionsgrænseværdierne, vil man for hver emissionsparameter specifikt skulle forholde sig til grænseværdien og dennes indflydelse på teknologivalget.

Der er indledt dialog med Helsingør Kommune omkring fremtidige krav, og følgende krav er foreløbigt vedtaget (vil skulle bekræftes af kommunen):

Tabel 7: Anbefalede emissionsgrænseværdier for ny biomassefyret kedel, 70 MWth. Tør røggas, 6% O₂. Alle værdier skal måles kontinuert, undtaget HF (4 gange pr år) og kviksølv (1 gang pr. år).

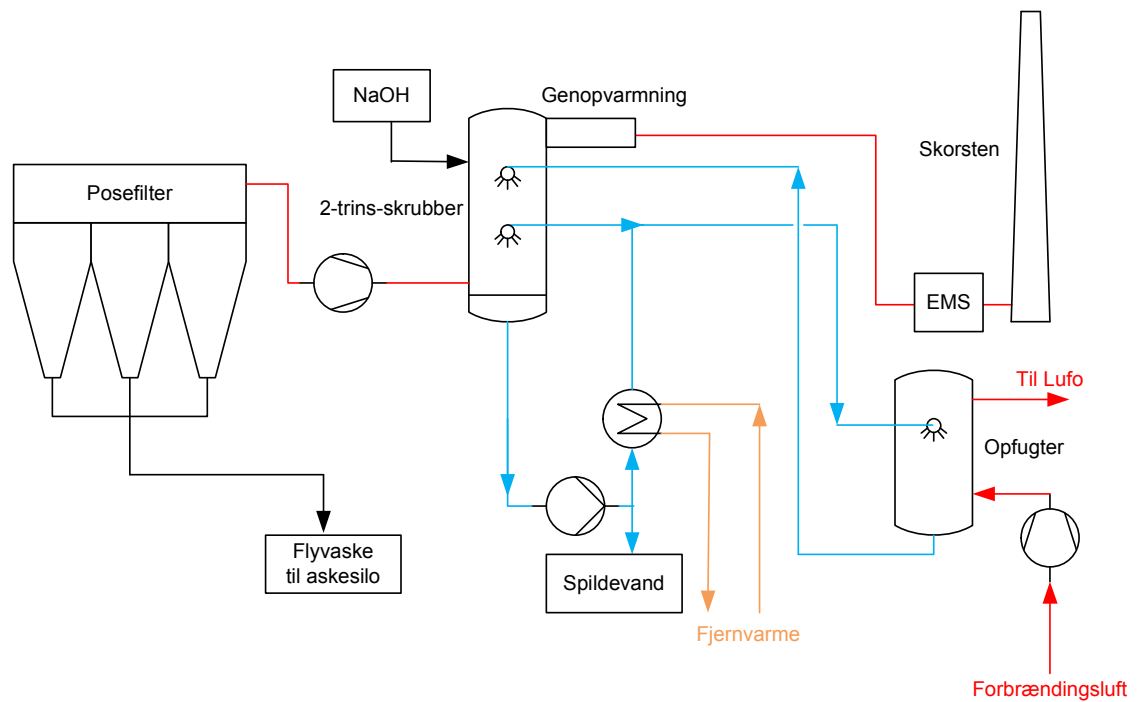
Måleparameter	Enhed	BAT konklusioner Nye anlæg, 50-100 MWth		Foreløbigt vedtaget til nyt biomassefyret anlæg 70 MWth	
		Årligt	Dagligt	Årligt	Dagligt
Gennemsnit målt					
NO _x	mg/Nm ³	70-200	120-260	150	170
NH ₃	mg/Nm ³	1-5	-	2	-
CO	mg/Nm ³	4-80	-	50	-
SO _x	mg/Nm ³	1-50	8-70	25	35
HCl	mg/Nm ³	0,3-8	<14	3	5
Støv	mg/Nm ³	<1-3	2-12	2	6
HF	mg/Nm ³	<0,01-0,8		0,4	
Kviksølv, Hg	µg/Nm ³	<1-5		3	

De foreløbigt vedtagne emissionsgrænseværdier er vurderet ud fra BAT teknikernes mulighed for at leve op til emissionsgrænserne, som realistisk vil kunne overholdes på et nyt biomassefyret anlæg til HØK, etableret efter BAT.

6.2 Anbefalet anlægskoncept for røggasrensning

Nedenstående diagram gengiver det anbefalede røggaskoncept efter afgang fra kedel (inklusive luftforvarmer):

- › Posefilter for fjernelse af støv.
- › Kondenseringsscrubber med tilsætning af lud for pH justering
- › Spildevandsrensningsanlæg
- › Opfugtningsanlæg for yderligere udnyttelse af kondenseringsvarme
- › Sugetræksblæser
- › Emissionsmålestation
- › Skorsten



Figur 6 Anbefalet koncept for røggasrensning baseret på koncept med opfugter

6.3 Restprodukter

6.3.1 Aske

Baseret på 1% askeindhold og tør flismængde på ca. 70.000 tons/år, fås nedenstående årlige restproduktmængder:

Tabel 8. Restproduktmængder.

Askestrømme	Ristefyret kedel	BFB kedel
Bundaske	600 ton/år	140 ton/år 1.000 ton/år (bedmateriale)
Flyveaske	100 ton/år	560 ton/år

Det anbefales som udgangspunkt, at asken bortskaffes til deponering eller oparbejdning, og det anbefales at udbyde bortskaffelsen heraf. Oplagring anbefales som udgangspunkt i silo/container, men dette skal aftales nærmere med den pågældende entreprenør/firma.

Afhængigt af kvaliteten af brændslet og tungmetallindholdet i asken kan det overvejes at gå efter løsningsmuligheder for udspredning.

6.3.2 Kondensat

I nedenstående tabel fremgår kondensatmængde:

Tabel 9: Kondensatmængder

Data	Værdi
Fremløbstemperatur °C	93
Returtemperatur °C	51
Røggastemperatur °C	41
Kondensat ton/h	10,4
Kondensat ton/sæson (4800 æ.f.t)	49.900

Som udgangspunkt anbefales det, at røggaskondensatet udledes til kommunalt spildevandsrensningsanlæg. Dette er drøftet indledende med Helsingør Kommune, som har angivet den forventede fremgangsmåde for fastlæggelse af emissionsgrænseværdier.

7 El og automatisering

7.1 Eksisterende anlæg

Det eksisterende værk er tilsluttet transmissionsnettet på 50 kV niveau via 132/50 kV stationen Teglstrupgård ca. 1,5 km fra værket.

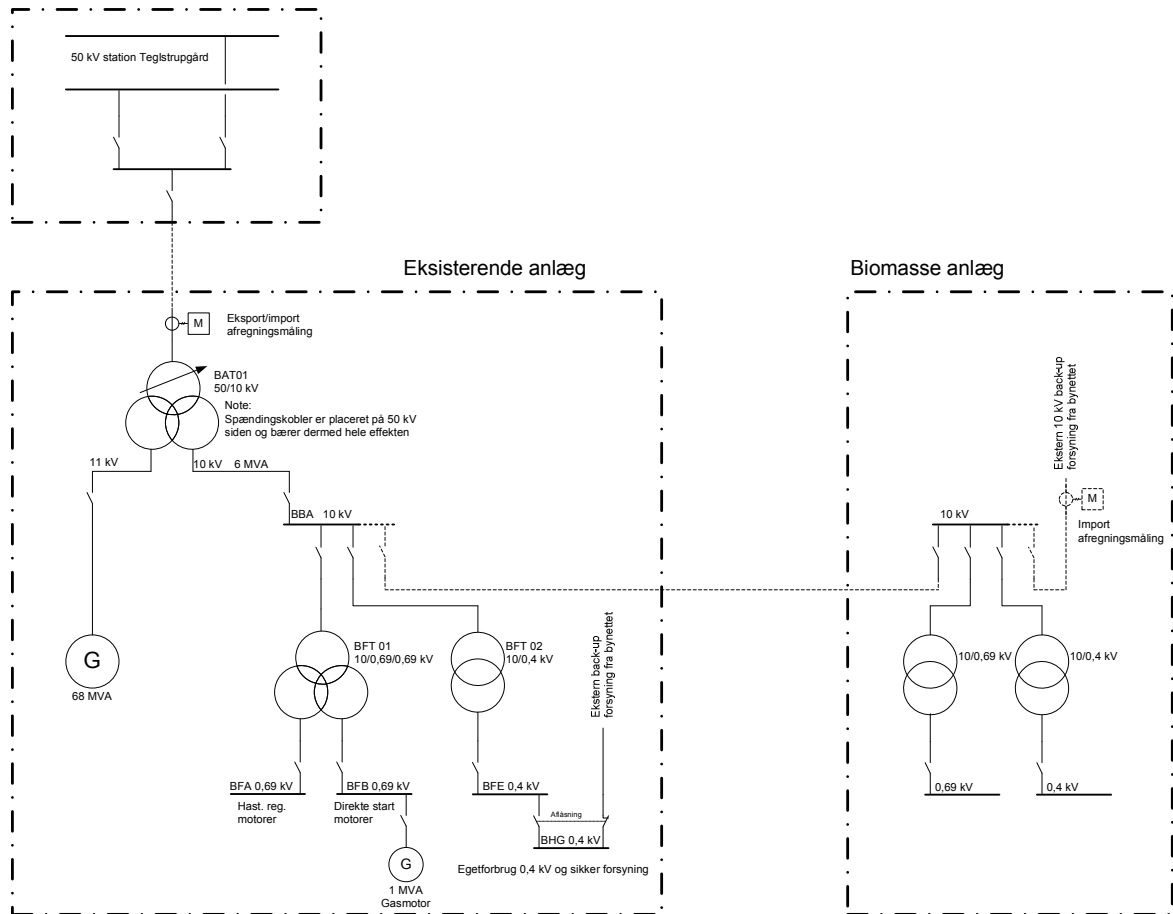
Maskintransformeren er en 75 MVA treviklingstransformer 50/11/10 kV, hvor 10 kV viklingen til egetforbrug har en kapacitet på 6 MVA svarende til 346 A på 10 kV niveau.

Værket er forbundet til det lokale distributionsnet på 0,4 kV niveau via en kabelforbindelse, der kan føde ind på 0,4 kV distributionen, når transformeren er frakoblet.

7.2 Genanvendelse af eksisterende udstyr

Det eksisterende 10 kV fordelingsanlæg forventes genbrugt og udvidet med et felt til forsyning af biomasseanlægget.

På det eksisterende værks elforsyning vil der være behov for mindre udvidelser for bl.a. kondensat pumper samt hjælpeudstyr i forbindelse med etablering af bypass veksler.



Figur 7 Et-streksdiagram

7.3 El-anlæg

Det eksisterende anlæg er udlagt for ø-drift. Udvidelse med etablering af biomasse anlægget og den tilhørende nødvendige ombygning af gas- og damp turbine kontrolsystemerne påregnes ikke at ændre forudsætningerne og muligheden for ø-drift.

7.3.1 Mellemspændingsanlæg – 10kV

De eksisterende egetforbrugs transformeres kapacitet på det eksisterende værk kan ikke påregnes anvendt til det nye biomasseanlæg.

Eksisterende transformere og lavspændingsfordelingstavler påregnes dog anvendt til de supplerende kondensat- og spædevandspumper til biomasseanlægget samt hjælpeudstyr i forbindelse med bypass veksleren.

På biomasseanlægget påregnes etableret nyt 10 kV mellemspændingsanlæg og nye egetforbrugstransformere.

For at sikre drift og dermed varmeproduktion uanset evt. fejl på generator og maskintransformer skal mulighed for etablering af separat 10 kV forsyning fra det eksisterende bynet afklares nærmere. Ved etablering af separat 10 kV forsyning vil der være mulighed for forsyning af alle systemer på det eksisterende værk.

7.4 Automatisering

I forbindelse med renovering/ombygning af eksisterende kontrolsystemer skal det sikres, at der opnås størst mulig integration og transparens mellem systemerne så man ikke er afhængig af betjening lokale operatørskærme.

Det nye biomasseanlæg påregnes tilladt etableret med brug af bussystemer, distribueret I/O tavler mv. placeret logisk i processen. Der tillades ikke etableret separate systemer der ikke kan kommunikere med det fælles SRO-anlæg via busforbindelse.

Der påregnes etableret lokalt kontrolrum/betjeningsplads i den nye kedelbygning og evt. i modtageanlægget afhængig af anlægslayout. Desuden etableres der en ekstra betjeningsplads i kontrolrummet på eksisterende værk. Alle betjeningspladser både eksisterende og nye skal være ligeværdige således at betjeningsmulighed og rettigheder kun er afhængige af operatørens indlogging på systemet. Der etableres endvidere en mulighed for fjernbetjent kontrolrum-funktion i driftcentret og for en WEB adgang til kontrolrums funktioner så anlægget kan fjernstyres fra et døgnbemandet kontrolrum på Sjælland.

8 Integration med eksisterende anlæg og infrastruktur

8.1 Vand-damp system

8.1.1 Fjernvarmesystem

Der vil ikke være ændringer i forhold til koblingen mod eksisterende fjernvarmesystem, hvad angår LT og HT kondensatorer.

Der vil skulle etableres nye koblinger mod returledningen for koblingen mod røg-gaskondensering og evt. varmepumpe. For fremløbet fra varmepumpen skal der ligeledes etableres en kobling mellem LT og HT kondensatorerne.

8.1.2 Kondensatsystem

Der skal etableres en ny kondensatledning fra det eksisterende kondensatsystem til biomassekedlen. I det at transportveje og dermed tryktab forøges, skal det undersøges om der skal installeres nye kondensatpumper.

8.1.3 Højtryksdamp

Højtryksdampen vil skulle kobles til eksisterende dampledning, hvor der vil skulle etableres de nødvendige afspærringsventiler på eksisterende og ny dampledning. Højtryksdampledningen vil skulle føres fra ny bio-kedel gennem eksisterende bygning.

8.1.4 Lavtryksdamp

Såfremt at det er muligt at konvertere eksisterende LT indtag til et udtag, skal der etableres en lavtryksdampledning fra eksisterende turbine.

8.1.5 Spædevand

Spædevand genanvendes fra eksisterende anlæg og føres til eksisterende spædevandsbeholdere.

8.2 Nettilslutning

Det anbefales at overveje yderligere en 10 kV nettilslutning fra det eksisterende bynet for at sikre drift og dermed varmeproduktion uanset evt. fejl på generator og maskintransformer. Ved etablering af separat 10 kV forsyning vil der være mulighed for forsyning af alle systemer på det eksisterende værk.

8.3 Integration af Bygningsanlæg

Der vil skulle etableres en rørbro mellem bygningerne, hvor damp rør, kondensatorer, naturgas, kabler, mm placeres. Derudover vil der skulle etableres gangveje mellem bygningerne.

Det foreslås at rørbro og gangbro etableres som svævende konstruktion, så det er muligt at passere mellem bygningen uden at skulle udenfor bygningen.

8.4 Administration og mandskabsforhold

Der etableres ikke selvstændigt værksted og lager på det nye biomasseanlæg, idet de eksisterende forhold på HØK påtænkes anvendt.

Der vil foruden ikke etableres mandskabsfaciliteter (omklædning, bad, kantine mv.) idet de eksisterende faciliteter på HØK forudsættes anvendt.

For alle administrative forhold, kontorer, mm. bevares de eksisterende faciliteter.

Der skal etableres et nyt kontrolrum i forbindelse med det nye biomasseanlæg. Kontrolrummet placeres i kedelbygningen, så der er nem adgang til rundringer og service af anlægget.

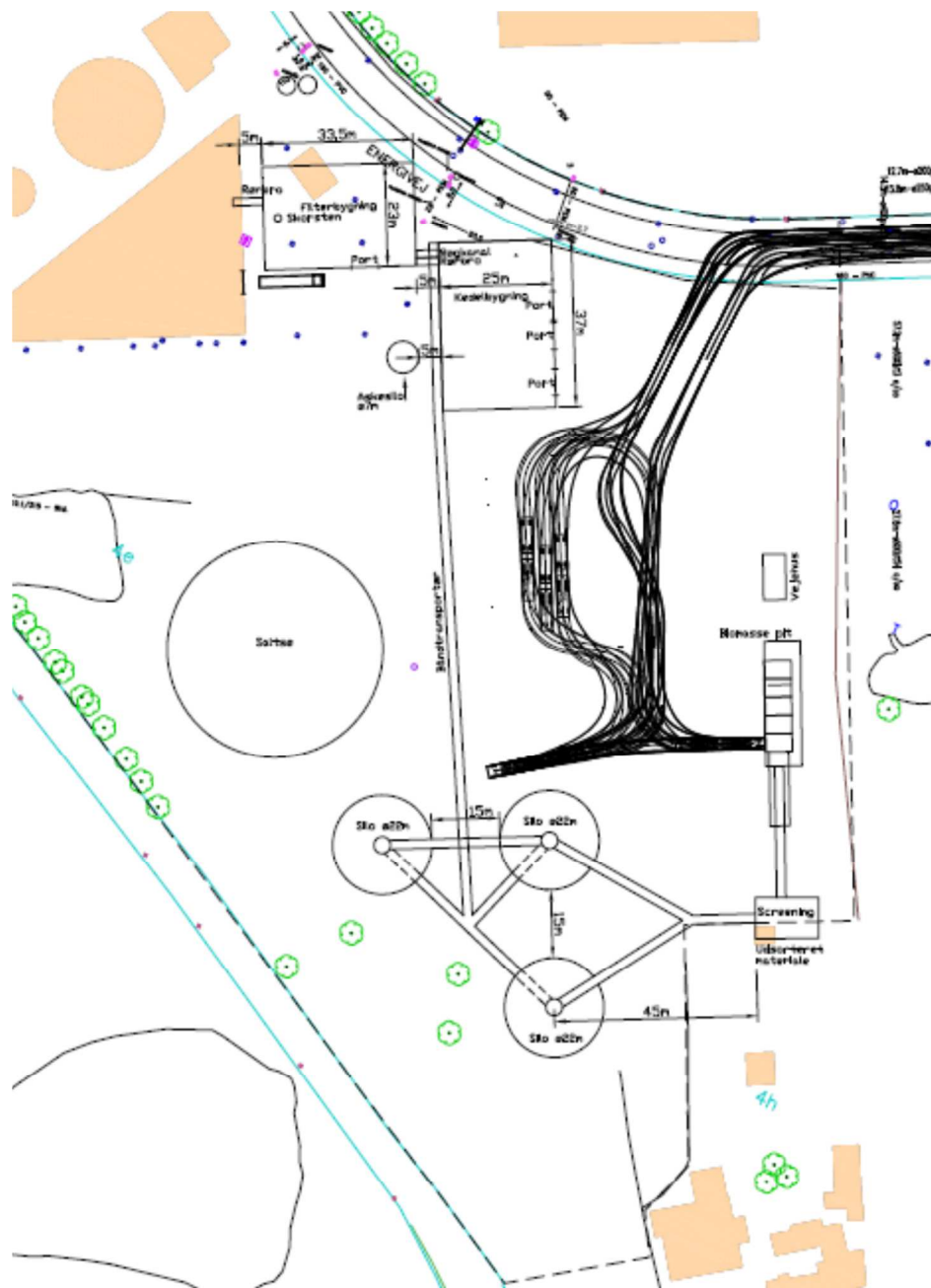
9 Layout

Med udgangspunkt i teknologivalg og de krav, der stilles som følge af dette, udarbejdes et forslag til det generelle overordnede layout.

Layoutforslaget er baseret på følgende krav og forudsætninger:

- › Gode trafikforhold, hvor der så vidt muligt fokuseres på separation af trafikstrømme (brændsel, restproduktafhentning, gangveje for medarbejdere og besøgende)
- › Parkering for medarbejdere og besøgende sker på generel parkeringsplads som en del af driftscenteret
- › Der tages ikke hensyn til sidetipning af lastbiler (som det eksempelvis ses i Sverige)
- › Der forudsættes 5 båse for aflæsning
- › Lagerkapacitet skal være minimum 5 dage ved nominel drift
- › Adgang for service og vedligehold skal sikres
- › Der tages hensyn til ”den 3. dimension” på overordnet form. Udvikling af ”den 3. dimension” på detailniveau vil skulle ske efterfølgende i samarbejde mellem arkitekt og leverandører.
- › Al procesudstyr placeres indenhus med klimaskærm. I princippet vil en stor del af udstyret dog kunne placeres udendørs.

Forslaget til layoutet, som tager højde for ovenstående forudsætninger samt forhold for brandsikkerhed, er vist i figur 9.



Figur 8 Anbefalet layoutforslag (1H).

10 Driftmæssige forhold

10.1 Krav fra Energinet.dk

Krav til driftsegenskaber fremgår af "Teknisk forskrift for termiske kraftværksenheder på 1,5 MW eller mere" udgivet af Energinet.dk 1. oktober 2008. Der forudses som udgangspunkt ikke tekniske krav, der ikke vil kunne opfyldes i forbindelse med etablering af anlægget.

Biomassekedlens reguleringsevne vil være ringere end den eksisterende gasturbine, især opregulering vil foregå med lavere gradienter. Disse forhold skal drøftes Energinet.dk, da det vil være en ændring i forhold til det eksisterende anlæg. Herunder skal det vurderes hvordan drift på gasturbine og biomassekedel kan kombineres, og i hvor høj grad gasturbinen skal stå til rådighed med reguleringsevne.

Område ø-drift vil, efter det oplyste, ikke være aktuelt med et anlæg af nærværende størrelse.

10.2 Drift af anlæg

Opstartstiden afhænger primært af godstykkelsen i overbeholderen. På ca. 8 timer, vil en kold kedel kunne blive opvarmet under de forudsætninger at opvarmningsraten til mætning er på 50 °C/time og en tilladelig opvarmningsrate på overhederen er på ca. 4 °C/min. En varm opstart vil kunne forgå hurtigere, og i hvert fald på 1 time.

10.2.1 Overlast og fuld overhedning

Anlægget bør designes for 5-10% overlast for at tillade lastvariationer over MCR i et antal timer per døgn.

I kapacitetsdiagrammet (se afsnit 4) er det ikke muligt at opnå fuld overhedning i hele spektret. Der vil typisk være overhedning fra ca. 80 % last.

10.3 Redundans af systemer

Redundans på de enkelte systemer er en afvejning af robusthed overfor pris for disse systemer. Der vil på enkelte kritiske systemer, bl.a. fødevandspumper og indfy-ringssystem blive designet således at anlægget kan drives ved fuldlast med én del af systemet ude af drift.

Funktionaliteten og sikkerheden i forbindelse med instrumentering, styresystemer, SRO-anlæg mv. sikres ved dublering og redundans på alle vigtige enheder, og det samlede kontrolsystem spændingsforsynes via UPS anlæg og nødgenerator.

11 Anlægs- og driftsøkonomi

11.1 Estimeret anlægsinvestering

Udarbejdelse af anlægsestimater for det nye biomassefyrede kraftvarmeværk er baseret på budgetpriser fra leverandører samt estimater og vurderinger udarbejdet af COWI. Prisbasis er år 2013.

Følgende forudsætninger gøres:

- › Den tredje dimension er ikke inkluderet i anlægsestimaterne, da omfang endnu ikke er kendt.
- › For bygningen forudsættes almindelige facade-elementer og der er ikke taget hensyn til eventuelle arkitektoniske bearbejdningsarbejder, der vil kunne påvirke prisen.
- › HØK's egne omkostninger til projektet (personale) er ikke inkluderet i estimaterne.
- › Der er forudsat NO_x-rensning ved hjælp af SNCR og varmegenvinding af røggassen er ved et opfugtningsanlæg.
- › Anlæggets nominelle termisk indfyrede effekt er 70 MW.

De indhentede budgetpriser er behæftet med forskellig usikkerhed, og dette er vurderet vha. et prisspænd med variationer opad- og nedadtil.

Tabel 10 Anlægsestimater og usikkerhed.

Anlægsdel	Estimeret anlægsinvestering i 1.000 kr.	Usikkerhed	
		Nedadtil	Opadtil
Biomassehåndtering	40.800	-5%	+10%
Kedelanlæg og røggasrens	280.000	-10%	+10%
Ombygning af turbine og gear	11.500	-30%	+15%
Grundkøb	10.000	-5%	+10%
Diverse	54.600	-5%	+10%
Bygge- og anlægsarbejder	99.600	-20%	+20%
Samlet anlægsestimater ekskl. byggerenter	496.500		
Byggerenter	22.300		
Samlet anlægsestimater, afrundet	520.000	460.000	580.000

11.2 Driftsøkonomi

11.2.1 Bemanding af anlæg

Ud fra nuværende erfaringer på tilsvarende biomassefyrede anlæg foreslås den nye biomassefyrede kedel udført med automation for ubemandet drift udenfor normal arbejdstid. Teknisk vil det være oplagt at specificere hele anlægget med den nødvendige styring og instrumentering samt i SRO-anlæg for ubemandet drift. Dette udgangspunkt vil frigøre personale fra vagtskifteordning til daglig bemanding.

Det forudsættes her, at HØK og det nye biomasse kraftvarmeværk drives som en fælles enhed og nedenstående er derfor udtryk for den samlede bemanding.

Tabel 11 Forslag til bemanning

Funktion	Antal
Driftsleder	1
Biomassemodtagelse	2 (kun dagtid)
Drift+miljø	3 (dagtid+tilkald)
Vedligehold mv.	2 (dagtid+tilkald)
Administration/miljø/teknik	2 (1 brændselsindkøb, 1 driftssupport)
I alt	10

11.2.2 Øvrige driftsudgifter

Nedenfor vises samlet estimat for årlige driftsudgifter i nutidskroner, eksklusive udgifter til brændsel og afgifter, ved 4.800 ækvivalente fuldlasttimer.

Tabel 12 Øvrige driftsudgifter

Område	Omkostning	Bemærkning
Forbrugsstoffer		
Øvrige kemikalier	440.000	
Ammoniakvand	380.000	Ca. 1,4 kg/tons flis 2.15 kr/kg
Restprodukter		
Bundaske	480.000	800 kr./tons aske 0.85% t.s.
Flyveaske og slam	80.000	800kr./tons aske 0.15% t.s
Spildevand	800.000	<500 m ³ : 31,2 kr/m ³ 500-20.000 m ³ : 0,8×31,2 kr/m ³ >20.000 m ³ : 0,4×31,2 kr/m ³
Miljømålinger	100.000	kr/år – fast omkostning
Vedligehold		

Område	Omkostning	Bemærkning
Brændselshåndtering	1.100.000	3% p.a.
Maskin/el-anlæg	5.150.000	2% p.a.
Turbine/generator	1.000.000	Fast årlig omkostning
Bygningsanlæg	500.000	Fast årlig omkostning
Forsikring	3.200.000	0,7% af anlægsinvestering. Fast.
Øvrige	1.500.000	Diverse udgifter

Mandskab		
10 personer	500.000	Gennemsnitlig omkostning
I alt	5.000.000	

12 Udbudsstrategi

12.1 Udbud af procesanlæg og bygningsleverancer

Procesanlæggene vil skulle udbydes som funktionsudbud. Det betyder, at HØK fastlægger funktionelle krav til anlægget omkring ydelse, tekniske og kommercielle forhold, men således at den specifikke tekniske løsning foreslås af leverandøren.

Udbud af det nye biomassefyrede kraftvarmeværk vil skulle ske i henhold til Forsyningsvirksomhedsdirektivet - EU-direktiv nr. 2004/17/EF – Bekendtgørelse nr. 936 af 16/09/2004. Forsyningsvirksomhedsdirektivet giver mulighed for at vælge mellem følgende udbudsformer:

- › Offentligt udbud
- › Begrænset udbud

Det anbefales, at udbuddet af proces- og bygningsanlæg følger procedurerne efter begrænset udbud med forudgående prækvalifikation samt ”udbud efter forhandling”. Udbudsformen kræver dermed forudgående udbudsbekendtgørelse. Idet procesanlæggene er så komplekse og vil variere fra leverandør til leverandør, anbefales det at vælge en udbudsform, der muliggør direkte forhandling med leverandøren. Desuden muliggør formen at lade andre konkurrenceparametre end pris indgå i evalueringen.

13 Biomasseressourcer

Som en del af analysearbejdet, er der udarbejdet en analyse af, hvorledes biomassen fremskaffes og hvilke priser, der kan forventes.

Der er identificeret en række primære brændsler, som vil være de biomassetyper, som vurderes bedst egnede til anlægget i forhold til pris, forsyningssikkerhed, miljø og tekniske konsekvenser for anlægget. Herudover er der foretaget en overordnet vurdering af potentielle sekundære brændsler, som kan blive aktuelle fremover for at opnå høj grad af fleksibilitet i brændselsvalget. De primære brændsler vil være skovflis og varianter af træflis i forskellige kvaliteter.

Der vil være så stort et biomasseforbrug, at ikke al biomasse umiddelbart vil kunne fremskaffes via lokale eller nationale ressourcer medmindre der sker en omlægning af udnyttelse af skovdriften. En sådan omlægning vurderes ikke umiddelbart realiseret i de kommende år, og der må derfor påregnes en vis andel af import.

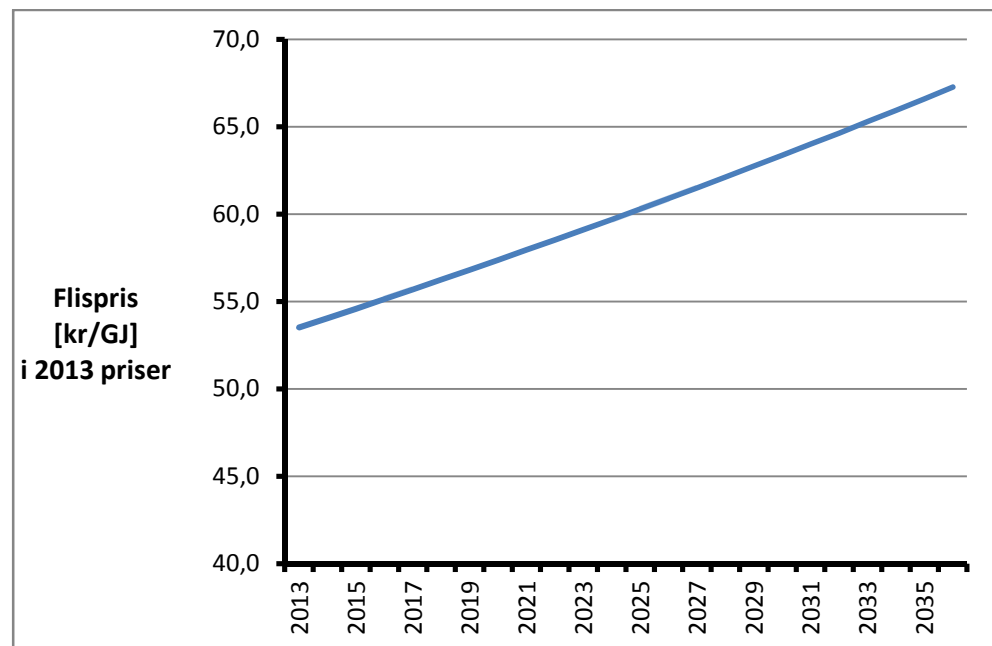
Der er foretaget en analyse af potentielle leverandører af både lokal og international biomasse, og analysen viser, at der sandsynligvis vil kunne fremskaffes omtrent 30-40.000 tons lokal biomasse hvert år, og den resterende del (85-95.000 tons) vil derfor skulle importeres. Der synes at være nok biomasse til rådighed fremover, og der vurderes kun at ske en begrænset udvikling i priserne fremover.

Der findes en række forskellige alternativer for, hvorledes biomassen kan indkøbes, og de scenarier, der principielt vurderes som mest relevante er evaluerede. I den forbindelse er der fokuseret på pris, risikoprofil for HØK samt forsyningssikkerhed. Der synes mulighed for at varetage en stor del af indkøbet af biomasse i eget regi med deraf følgende muligheder for at spare mellemhandleres provenu, men det vil samtidig medføre en højere risikoprofil ligesom HØKs organisation skal være gearret til dette. Søges mod en løsning, hvor risikoprofilen er lavere, vil al biomassehandtering kunne uddelegeres til virksomheder, der dedikeret arbejder med dette. Resultatet vil muligvis være en lidt højere pris.

Uanset valg af tilgang til fremskaffelse af biomassen, vil en stor del af biomassen ankomme til Danmark via skib. De mest relevante havne på Sjælland er vurderet i forhold til modtage- og lagringsforhold, og havnen i Hundested er vurderet mest

aktuel. Her vil der være mulighed for losning, flisning, lagring og direkte transport til anlægget. Alternativt vil havnen i Helsingør kunne anvendes, men det vil da kræve, at lager og flisning foregår andetsteds (eks. Skibstrup), og dermed resultere i en ekstra håndtering.

Ud fra en vægtet gennemsnitsbetragtning af de modtagne priser, samt en ekstra sikkerhed vurderes, at der kan forventes en biomassepris på 53,5 kr/GJ for år 2013 og en årlig stigning i priserne på 1 % p.a. udover inflation. Udvikling af skovflisprisen er illustreret i figur 9. Disse forudsætninger anvendes som grundlag i de økonomiske analyser.



Figur 9. Udvikling af flis pris.

Bilag B Samdrift mellem combined cycle anlæg og biomassekedlen

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BILAG B
SAMDRIFT MELLEML GASTURBINEN OG BIOMASSEKEDLEN

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

FORNYELSE AF HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK

BILAG B
SAMDRIFT MELLEM GASTURBINEN OG BIOMASSEKEDLEN

PROJEKTNR. A037357-033
DOKUMENTNR. A037357-033-04
VERSION 1.0
UDGIVELSESDATO 05. maj 2014
UDARBEJDET OLUU
KONTROLLERET SLHA/NIES
GODKENDT HAMH

INDHOLD

1	Indledning	7
2	Resume og konklusion	8
3	Elproduktion efter etablering af biomassefyret anlæg	10
3.1	Skiftevis drift af combined cycle anlæg eller biomassekedel	10
3.2	Samtidig drift af combined cycle anlæg og biomassekedel	11
3.3	Adskilt drift ved ombygning af gasturbineanlægget til open cycle	12

1 Indledning

Nærværende notat har til formål at fremlægge mulighederne for elproduktion på det eksisterende combined cycle anlæg (gasturbine med afgaskedel) på Helsingør Kraftvarmeværk (HØK) efter etablering af en ny biomassefyret kedel, hvor damp-turbinen genanvendes.

Da den eksisterende dampturbine nu vil modtage damp fra både biomassekedlen og gasturbineanlæggets afgaskedel, er der behov for at belyse de tekniske aspekter ved samdrift mellem de to anlæg.

De tekniske muligheder og udfordringer for fremtidig sammenkobling og samdrift af gasturbine og biomassekedel beskrives. Endvidere inkluderes også de tekniske muligheder for at køre gasturbinen i "open cycle", hvor der ikke produceres damp.

2 Resume og konklusion

Tre forskellige driftsformer kan blive aktuelle efter fornyelsen af Helsingør Kraftvarmeværk med en biomassekedel. Disse omfatter følgende.

- 1 Combined cycle anlæg og biomassekedel er i drift skiftevis.
- 2 Samtidig drift af combined cycle anlæg og biomassekedel, hvor damp fra begge anlæg blandes og ledes til dampturbinen.
- 3 Ombygning af gasturbineanlægget for separat drift i "open cycle" (dvs. uden dampproduktion i afgaskedlen) Gasturbine og biomassekedel kan køres uafhængigt samtidigt.

Det er for alle 3 driftsformer forudsat at combined cycle anlægget herunder gasturbinen holdes driftsklar i det omfang, der forventes drift med det. Afhængig af den løbende driftsplanlægning kan combined cycle anlægget lukkes i længere eller kortere perioder, således at både krav til opstartstid og omkostninger til klarholdelse tilgodeses på en balanceret måde.

Skiftevis drift (1) og samtidig drift (2) vurderes at kunne etableres med lille eller ingen investering, og driftsfordelene er umiddelbart at have reservekapacitet samt at kunne optimere anlæggets drift ud fra elpris, varmebehov og brændselspriser, herunder at kunne skifte brændsel under drift. Forudsætningen for disse driftsformer er, at det eksisterende combined cycle anlæg bevares uændret, og dette indebærer, at der i projekteringsfasen foretages de nødvendige valg, der imødekommer bevarelsen. Dette vurderes at være forholdsvist enkelt.

Der forventes ikke væsentlige tekniske forhindringer for samtidig drift af combined cycle anlæg og biomasseanlæg i dellast med begge anlæg. I projekteringsfasen bør dette vurderes mere detaljeret inklusiv genanvendelse af diverse hjælpeanlæg og designkrav til kontrolanlæg.

Adskilt drift (3) ved ombygning af gasturbinen til open cycle indebærer, at der etableres bypass kanal fra gasturbinen og en ny skorsten. Dette er en investering af en væsentlig størrelse. Dette vil give yderligere fleksibilitet på HØK og mulighed for at sælge el ved høje spotpriser samt sælge systemydelser til energinet.dk.

Dette udgør i princippet en selvstændig business case, der ikke vurderes at have indflydelse på etablering af biomassekedlen og mulighed for de to første driftsformer. En beslutning om ombygning til open cycle vurderes derfor også at kunne foretages på et senere tidspunkt. Dette giver mulighed for at etablere biomassekedlen først og få erfaring med driftsmønstret for denne, for derefter bedre at kunne vurdere lønsomheden af en ombygning til open cycle.

Med udgangspunkt i dette anbefales det derfor at designe anlægget med mulighed for skiftesvis og samtidig drift, mens ombygning til open cycle anbefales at blive vurderet selvstændigt evt. på et senere tidspunkt.

Den samlede produktionskapacitet bliver på denne måde fastholdt på Helsingør Kraftvarmeværk, men kan produceres vha. forskellige anlæg. Dette er vist i følgende tabel.

Tabel 1: Produktionskapaciteter. Gasmotor forventes uændret og indgår i samlet kapacitet med 1MW el og 1,5 MJ/s varme. Der er ikke taget højde for dellast på de forskellige anlæg.

Parameter	Enhed	Skiftevis drift		Samtidig drift	Adskilt drift	
Elproduktion, samlet kapacitet	MW	60		60	60	
Varmeproduktion, samlet kapacitet	MJ/s	60		60	60	
		CC-anlæg	Biomassekedel	CC og biomasse	Gasturbiner	CC og biomasse
Elproduktion	MW	59	15,9	15,9 - 59	41	15,9 - 59
Varmeproduktion	MJ/s	58,5	54	54 - 58,5	0	54 - 58,5

CC = combined cycle

Med disse driftsformer fastholdes samtidig en elproduktionskapacitet på >25MW, hvorved Helsingør Kraftvarmeværk fortsat vil være omfattet af Elforsyningsloven.

3 Elproduktion efter etablering af biomassefyret anlæg

Tre forskellige driftsformer kan blive aktuelle efter fornyelsen af Helsingør Kraftvarmeværk med en biomassekedel. Disse beskrives i det efterfølgende.

- 1 Combined cycle anlæg og biomassekedel er i drift skiftevis.
- 2 Kombination af combined cycle anlæg og biomassekedel, hvor begge anlæg leverer damp til dampturbinen.
- 3 Ombygning af gasturbineanlægget for separat drift i "open cycle" (dvs. uden dampproduktion i afgaskedlen) Gasturbine og biomassekedel med dampturbiner kan køres uafhængigt samtidigt.

Det er for alle 3 driftsformer forudsat at combined cycle anlægget holdes driftsklar i det omfang, der forventes drift med det. Afhængig af den løbende driftsplanlægning kan combined cycle anlægget lukkes i længere eller kortere perioder, således at både krav til opstartstid og omkostninger til klarholdelse tilgodeses på en balanceret måde.

3.1 Skiftevis drift af combined cycle anlæg eller biomassekedel

Bibeholdes combined cycle anlægget vil den eneste ændring være, at der kan tilføres damp fra biomassekedlen umiddelbart foran dampturbinen. Der kan således samlet set tilføres mere damp end dampturbinen kan sluge, og begge kedler kan derfor ikke levere fuld dampmængde til dampturbinen samtidig.

I den første driftsform vælges, at combined cycle anlæg og biomassekedel er i drift på skift. Dette kræver kun, at ventiler for styring af damp og kondensat/fjernvarmevand indstilles til drift på enten det ene anlæg eller det andet anlæg.

Dette har følgende fordele:

- › Lille eller ingen investering, da der alligevel skal trækkes nye rørledninger for damp og kondensat til den nye biomassekedel.
- › Fjernvarme back-up, da det komplette combined cycle anlæg vil stå i standby.

Der vurderes, at være følgende ulemper for løsningen:

- › Vedligeholdelseskostninger ved at holde det komplette combined cycle anlæg driftsklar (gasforsyning, gasturbine, afgaskedel osv.).
- › Det er ikke muligt at modificere dampturbinen, og dermed vurderes det heller ikke muligt at konvertere lavtryksdamp indløbet til et udtag, hvilket er en forudsætning for etableringen af en LT-damp drevet absorptionsvarmepumpe (scenarie 4C).
- › Generatoren genanvendes, og det betyder, at der er en forringet elvirkningsgrad pga. at generatoren er for stor til dampturbinen alene. I denne driftsform kan generatoren ikke skiftes til en mindre.

Teknisk set vurderes denne løsning at være relativt enkel, men det er dog vigtigt, at man i designfasen af det nye biomasseanlæg tager hensyn til, at muligheden for drift på gas skal bibeholdes. Dette er især vigtigt at overveje ved design af komponenter, som tænkes anvendt i både biomassekedel og combined cycle anlæg såsom diverse hjælpesystemer, dampturbine og rørledninger mellem disse komponenter.

Samtidig betyder bibeholdelse af combined cycle anlægget, at det foreslåede scenarie med absorptionsvarmepumpe drevet af LT damp, hvor mellemtryks dampindløbet konverteres til et udtag, ikke vil være teknisk muligt.

I det nuværende tekniske løsningsforslag for denne driftsform, forudsættes det, at der etableres en kobling mellem gasturbine og generator, sådan at generatoren kan være i drift med dampturbinen, mens gasturbinen er ude af drift. De tekniske løsningsmuligheder for dette er beskrevet i et tidligere notat.

3.2 Samtidig drift af combined cycle anlæg og biomassekedel

Denne driftsform er en udvidelse af ovenstående beskrivelse af skiftevis drift. Her er udgangspunktet, at biomassekedlen og gasturbinen er i drift samtidig, og begge leverer damp til dampturbinen.

Driftsformen indebærer, at dampturbinen er en begrænsning, hvor den samlede mængde damp ikke kan overstige slugeevnen på 23,4 kg/s. Det betyder at det ene eller begge anlæg skal køre i dellast.

Umiddelbart har denne driftsform følgende fordele udover de ovenstående punkter:

- › Mulighed for at optimere brændselsmix til de givne elpriser og varmebehov. F.eks. højere el- og varmeproduktion med mindst muligt gasforbrug.

- › Glidende overgang mellem drift på biomassekedel og combined cycle anlæg.

Ulemperne vil være som ovenstående beskrevet, herudover:

- › Forringet virkningsgrad ved dellast på det ene eller begge anlæg.

Der vurderes ikke at være procesmæssige udfordringer ved samtidig drift, men det skal sikres, at de to separate anlæg bindes sammen styringsmæssigt på en måde, som muliggør flydende skift mellem de to anlæg. Dette vurderes at være muligt.

3.3 Adskilt drift ved ombygning af gasturbineanlægget til open cycle

Denne driftsform indebærer, at der etableres mulighed for at afkoble gasturbinen fra afgaskedel og damp turbine ved at lede røggassen direkte til skorsten. Biomassekedel og gasturbine kan derved være i drift uafhængigt af hinanden, dog med den fælles generator. Det vil stadig være muligt at koble tilbage og udnytte de to ovenstående driftsformer. Det vurderes, at gasturbinen alene kan yde op til 41MW el, ved 8°C udetemperatur.

Ombygningen omfatter som udgangspunkt etablering af en bypass kanal fra gasturbinen og en ny skorsten, da den eksisterende skorsten ikke kan tåle de høje temperaturer i den røggas, der kommer direkte fra gasturbinen.

Fordele ved uafhængig drift er:

- › Fuld fleksibilitet med de to anlæg.
- › Mulighed for at sælge el på spot markedet, når priserne er høje.
- › Muligheden for at sælge systemydelse til energinet.dk

Der er vurderet følgende ulemper:

- › Høj investeringsomkostning pga. ombygning og ny skorsten.
- › Relativt høj produktionsomkostning for el produceret med gasturbinen ved open cycle drift, da varmen ikke udnyttes (elvirkningsgrad ved 8°C er 32 %).

Etablering af muligheden for open cycle drift skal betragtes overfor de mulige indtægter ved salg af el ved høje spotpriser og systemydelse. Dette udgør i princippet en selvstændig business case, der ikke vurderes at have indflydelse på etablering af biomassekedlen og de to ovennævnte driftsformer. En beslutning om ombygning til open cycle vurderes derfor også at kunne foretages på et senere tidspunkt. Dette giver mulighed for at etablere biomassekedlen først og få erfaring med driftsmønster for denne, for derefter bedre at kunne vurdere lønsomheden af en ombygning til open cycle.

3.3.1 Andre tekniske muligheder

Der findes alternativer til etablering af ny bypass kanal og skorsten, som kort beskrives følgende:

- › Reduktion af røggastemperatur før afgaskedlen ved kun at køre i dellast. Dette vurderes ikke at kunne nedbringe temperaturen i røggassen tilstrækkeligt.
- › Reduktion af røggastemperatur før afgaskedlen ved vandindsprøjtning. Kræver uforholdsmæssigt meget vand (vurderet til ca. 40 m³/h ved 30 % last)
- › Fjernelse af rørene i afgaskedlen og en ny skorsten. Forringer muligheden for combined cycle drift, og sparer alligevel ikke en ny skorsten.
- › Bortkøling af den varmemængde der optages i afgaskedlen. Kræver investering i udstyr til bortkøling af varmen og fjerner muligheden for ren elproduktion.

Samlet set vurderes disse alternativer ikke at være lige så attraktive som etableringen af bypass kanal og ny skorsten.

Bilag C Projektøkonomi

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk

BILAG C
PROJEKTØKONOMI

MAJ 2014
HELSINGØR KRAFTVARMEVÆRK A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk

BILAG C
PROJEKTØKONOMI

PROJEKTNR. A037357-033
DOKUMENTNR. A037357-033-05
VERSION 1.0
UDGIVELSESDATO 05. maj 2014
UDARBEJDET jsb
KONTROLLERET pbni
GODKENDT jsb

INDHOLD

1	Indledning	5
1.1	Rapportens formål	5
1.2	Projektets baggrund	5
1.3	Myndighedsgodkendelser	6
2	Redegørelse for projektet	7
2.1	Forudsat produktionsbehov	7
2.2	Forsyningsmæssige forhold	8
2.3	Produktionsfordeling	9
3	Konsekvensberegninger	14
3.1	Beregningsmetode	14
3.2	Energi og miljø	14
3.3	Samfundsøkonomi	17
3.4	Virksomhedsøkonomi	18

BILAGFORTEGNELSE

- Bilag 1: Forudsætninger
- Bilag 2: Beregning på naturgaskraftvarme: Samfundsøkonomi, energi og miljø og virksomhedsøkonomi
- Bilag 3.1: Beregning på biomassekraftvarme: Samfundsøkonomi, energi, miljø og virksomhedsøkonomi
- Bilag 3.2: Biomassekraftvarme: Produktionspris ved fast afvikling af lån
- Bilag 3.3: Biomassekraftvarme: Produktionspris med og uden Forsyningssikkerhedsafgift
- Bilag 4: Sammenstilling af beregningsresultater for samfundsøkonomi

1 Indledning

Helsingør Kraftvarmeværk A/S (HØK A/S) planlægger at forny Helsingør Kraftvarmeværk (HØK) med biomassefyret kraftvarmeproduktion.

Denne rapport belyser konsekvenserne af dette projekt for samfundsøkonomi, virksomhedsøkonomi og kundeøkonomi.

1.1 Rapportens formål

Rapporten har til formål at bidrage til beslutninger om det videre arbejde med projektet.

1.2 Projektets baggrund

Projektet har baggrund i national- og lokalpolitiske klimamålsætninger, som HØK A/S ønsker at bidrage til ved en større anvendelse af CO₂-neutral varmeproduktion. Endvidere bortfalder grundbeløbet, der ydes som støtte til naturgasbaseret decentral kraftvarme, efter 2018. HØK A/S ønsker at imødegå uheldige økonomiske konsekvenser heraf og sikre lavere omkostninger til fjernvarmekunderne.

HØK A/S har igennem en længere periode undersøgt hvilke muligheder, der mest hensigtsmæssigt kan leve op til disse målsætninger.

Resultatet af undersøgelsen omfatter en fornyelse af HØK med biomassefyret kraftvarme, som kan drives parallelt med det eksisterende gasturbineanlæg. Dampen fra biomassekedlen anvendes til at drive den eksisterende dampturbine og generator, hvorved investering i en ny dampturbine til biomasseanlægget kan spares. Samtidig opretholdes muligheden for forsat at kunne anvende gasturbinen.

For nærmere beskrivelse af anlægsløsningen henvises til rapporten ”Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk, Skitseprojekt”, marts 2014.

For en beskrivelse af mulighederne for samdrift på HØK henvises til rapporten ”Samdrift mellem gasturbinen og biomasseanlæg”, marts 2014.

Fornyelsen af HØK indgår endvidere i en samlet masterplan for Helsingør Forsynings samling af forskellige funktioner ved Energivej, masterplanen kan findes på fh.dk

Beregningerne i denne rapport udføres på baggrund af anlægget som beskrevet i ovennævnte skitseprojekt.

1.3 Myndighedsgodkendelser

Der skal godkendes en lokalplan for de samlede planer i Forsyning Helsingørs masterplan for Energivej.

Der skal gennemføres en VVM undersøgelse for fornyelse af HØK med biomassekraftvarme - arbejdet er i gang.

Biomasseanlægget skal godkendes som en væsentlig ændring i bestående anlæg efter Kraftværksbekendtgørelsen (bekendtgørelse til Elforsyningsloven), da HØK' samlede el-effekt er over 25 MW.

Varmeforsyningsloven berøres ikke, da HØK' el-effekt er så stor, at ændringer i anlægget skal behandles efter Elforsyningslovens regler. Endvidere vil HØK fortsat levere varme fra kraftvarmeproduktion til aftagerne langs transmissionsnettet i overensstemmelse med gældende godkendelser efter varmforsyningsloven.

2 Redegørelse for projektet

2.1 Forudsat produktionsbehov

HØK leverer varme til en transmissionsledning, som mod nord går op til Hornbæk, og mod syd går ned til Nordforbrænding (NF).

Der er anvendt varmeforbruget i 2012. Opgørelsen over varmeforbruget i 2013 er kommet under arbejdet med beregningerne, og er stort set identiske med 2012.

Forsyningsområde	Varmebehov MWh
Nordforbrænding	1.000
Fasanvænget	6.600
Nivå	32.100
Nivåvænge	3.800
Åtoften	3.100
Niverød	8.600
Humblebæk	5.200
Kvistgård	3.600
Helsingør	205.800
Horserød	3.900
Hornbæk	31.000
Transmissionsledning.	20.000
Sum	324.700

Tabel 1 Samlet produktionsbehov til områderne langs transmissionsledningen.

Varmebehovet omfatter leverancen til de fjernvarmeforsyningsområder, som forsynes fra transmissionsledningen. Til de efterfølgende beregninger er der forudsat et uændret varmebehov i disse områder fremover, idet der har været fjernvarme i

mange år i en stor del af områderne. Det forudsættes, at nye tilslutninger inden for områderne udlignes af varmebesparelser blandt de eksisterende forbrugere.

2.2 Forsyningsmæssige forhold

HØK har hidtil været de eneste anlæg som leverede varme til transmissionsnettet. I 2013 er der etableret en forbindelse fra Central H. P. Christensens Vej, så der herfra også kan leveres varme til transmissionsledningen, af hensyn til forsyningsikkerheden i systemet. Centralen kan fortsat levere til distributionsnettet i Helsingør.

I distributionsområderne Helsingør, Hornbæk, Nivå og Grydemose/Kvistgård er der kedelanlæg til spids- og reservelast.

Der er således følgende anlæg i systemet:

Anlæg der kan levere varme til transmissionsledningen	
Nordforbrænding	Overskydende affaldsvarme i sommerperioden afhængig af produktion og forbruget i eget område.
Helsingør Kraftvarmeværk	Nuværende anlæg: Naturgaskraftvarme 60 MW varme og 60 MW el Planlagt fornyelse: Biomassekraftvarme ca. 54 MW varme og ca. 16 MW el.
Central H. P. Christensens Vej	Naturgaskedler ca. 30 MW Fliskedel ca. 5,5 MW
Lokale spids- og reservelastanlæg	
Central Mads Holms Vej, Helsingør	Naturgaskedler ca. 40 MW
Hornbæk	Oliekedler ca. 7 MW
Nivå	Naturgaskedler ca. 11 MW
Grydemose/Kvistgård	Naturgaskedler ca. 2,5 MW

Tabel 2 Produktionsanlæg

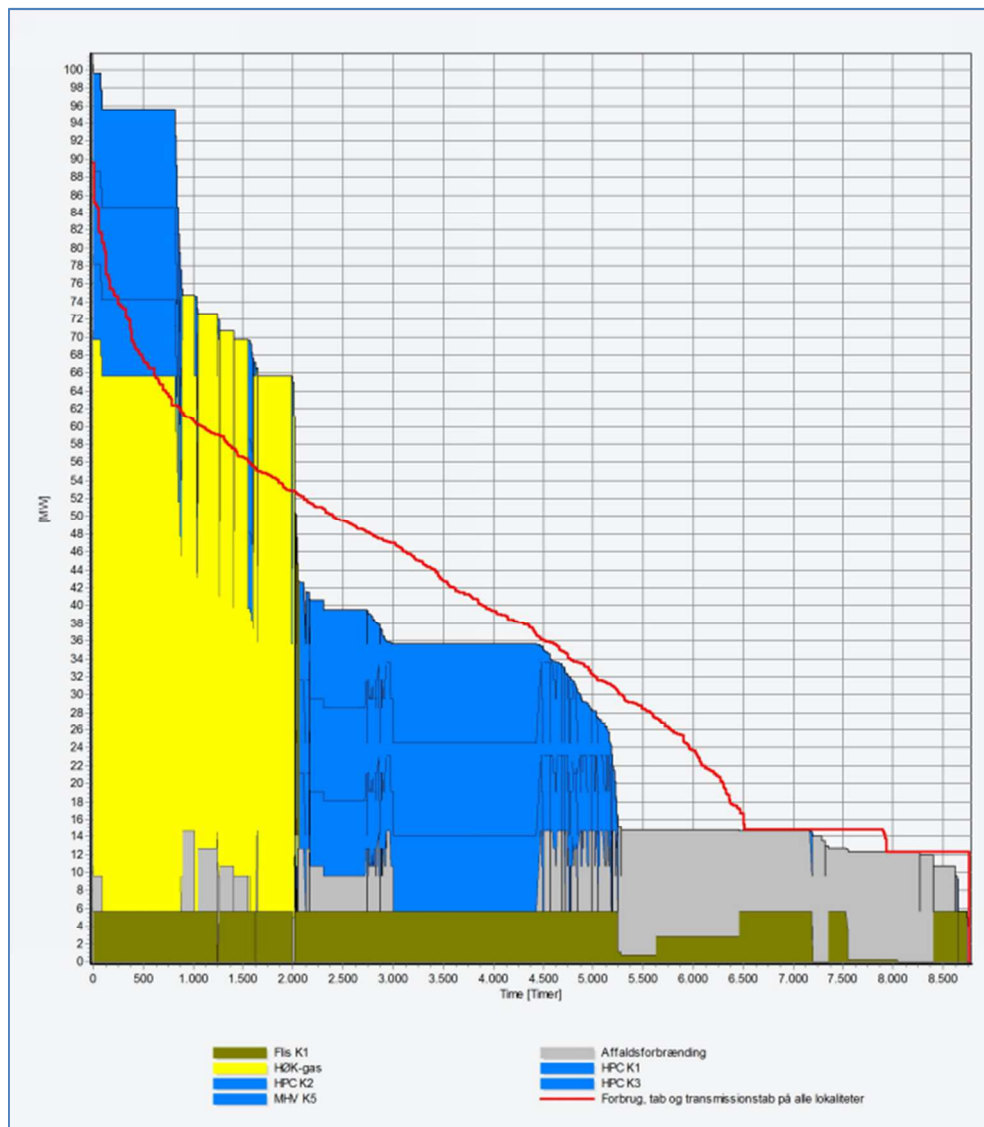
Den planlagte fornyelse af HØK omfatter biomassekraftvarme, der kan drives parallelt med den eksisterende gasturbine. Damp produceret på biomasse anvendes til at drive den eksisterende dampturbine og generator, hvorved investering i en ny dampturbine til biomasseanlægget kan spares. Samtidig opretholdes muligheden for fortsat at kunne producere kraftvarme med gasturbinen.

Ved denne løsning vil samtidig drift på de to anlæg være begrænset af de eksisterende anlægsdele som deles, hvorved varmeeffekten der kan leveres fra HØK vil være uændret. Det eksisterende transmissionssystem kan heller ikke aftage en væsentlig større varmeeffekt, ligesom HØK allerede har tilstrækkelig kapacitet til det tilknyttede varmemarked, hvilket ses af varighedskurverne i det efterfølgende afsnit.

2.3 Produktionsfordeling

Til beregningerne er det forudsat, at biomassekraftvarmen idriftsættes i 2017. Produktionsfordeling med hhv. naturgaskraftvarme og med biomassekraftvarme på HØK vises i efterfølgende kurver og tabel.

Simulering af anlæggenes samdrift er foretaget i edb-programmet Energypro. Anlæggenes rangfølge bestemmes af omkostningerne til varmeproduktion.



Figur 1 Varighedskurve over produktionsfordeling med nuværende anlæg for 2017.

Varighedskurven i Figur 1 viser simulering af samdriften af eksisterende anlæg, ved de forudsatte produktionsomkostninger for 2017.

Produktionen på HØK bestemmes af elprisen på Nordpool. Der produceres på anlægget når elprisen er så høj, at omkostningen til varmeproduktion bliver mindre end ved produktion på naturgasfyrede kedler. Ved lave elpriser produceres i stedet på naturgasfyrede kedler.

Varighedskurven afspejler derfor en kompleks samdrift under hensyn til HØK' driftsbetingelser.

I perioder med høje elpriser produceres der mest mulig kraftvarme. I tilfælde af en større varmeproduktion, end der er behov for i nettet, leveres til akkumuleringstanken på HØK. I perioder med lave elpriser, stoppes HØK, og varmen i akkumuleringstanken bruges inden gaskedlerne startes. Dette resulterer i de viste forskydningen mellem produktion og forbrug. HØK' produktion bliver herved samlet til

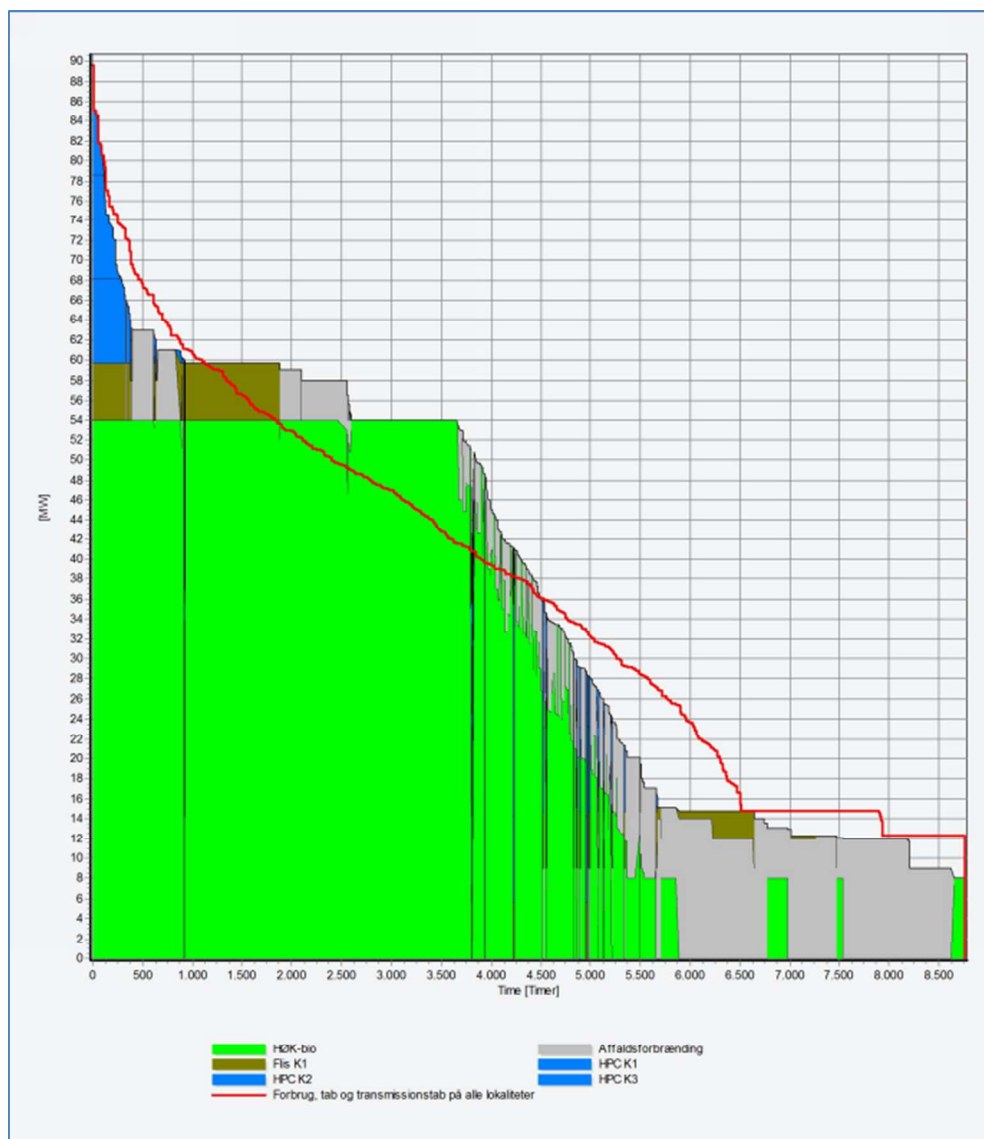
venstre i varighedskurven, men i praksis er produktionen mere spredt over efterår, vinter og forår.

I varighedskurven ses, at affaldsvarme fra Nordforbrænding har første prioritet over sommerperioden, hvor der er affaldsvarme til rådighed for til transmissionssystemet.

Herefter prioriteres varmeproduktion fra fliskedlen på HPC, over hele året.

Herefter kommer som nævnt en kombination af varme fra HØK, når elprisen er høj, og varme fra naturgasfyrede kedler, når elprisen er lav.

I de kolde vinterperioder hvor behovet er større end de nævnte anlæg kan dække, suppleres med naturgasfyrede spidslastkedler.



Figur 2 Varighedskurve over produktionsfordeling med biomassekraftvarme på HØK i stedet for naturgaskraftvarme for 2017

Varighedskurven i Figur 2 viser simulering af samdriften med biomassekraftvarme på HØK i stedet for naturgaskraftvarme, ved de forudsatte produktionsomkostninger for 2017.

Med den planlagte biomassefyrede fornyelse til HØK, bliver rangfølgen anderledes, idet omkostningen til varmeproduktion bliver lavere, hvilket især skyldes en lavere brændselspris og et tillæg til elprisen for biomasseproduceret el.

Sammenholdt med Figur 1 ses, at samdriften med biomassekraftvarme er mere jævn end med naturgaskraftvarme. Det skyldes, at ved de anvendte forudsætninger for elpriser og brændselspriser, er omkostningerne til varmeproduktion med biomassekraftvarme er lavere end med naturgasfyrede kedler over efterår, vinter og forår.

Forskydningen mellem varmeproduktion på HØK og varmekonverteret skyldes, at akkumuleringsstanken i denne situation anvendes til at udligne variationer i varmekonverteret for herved at få en mere jævn produktion på HØK.

I varighedskurven ses, at affaldsvarme fra Nordforbrænding fortsat har første prioritet over sommerperioden, hvor der er affaldsvarme til rådighed for til transmissionsnettet.

Herefter kommer biomassekraftvarme fra HØK. Varmeproduktionen bliver omkring dobbelt så stor som ved naturgaskraftvarme.

Varmeproduktion fra flis kedlen på HPC rykker ned i prioritet efter HØK.

Produktionen på naturgasfyrede kedler er ligeledes blevet reduceret.

Samproduktionen i de to varighedskurver indikerer også, at der bliver flere muligheder for at optimere produktionen mellem anlæggene afhængig af udviklingen i brændselspriser, elpriser, afgifter m.v.

De samlede årlige varmeproduktioner der indgår i varighedskurverne er vist i nedenstående tabel.

	Med HØK på naturgas MWh/år	Med HØK på biomasse MWh /år	Difference MWh/år
Nordforbrænding	52.500	52.500	0
Eksisterende flisfyret kedel på HPC	39.850	8.415	-31.435
HØK	120.080	258.250	138.170
Naturgasfyrede kedler på HPC	112.270	5.535	-106.735
I alt	324.700	324.700	0

Tabel 3 Ændret produktionsfordeling 2017

Det ses af Tabel 3, at den øgede produktion ved biomassekraftvarme på HØK erstatter produktion på naturgaskedler og på fliskedlen på HPC.

Det kan nævnes, at den beregnede produktion ved naturgaskraftvarme på HØK i 2017 bliver mindre end produktionen i 2012 og 2013. Det skyldes at HPC fra 2013 kan levere til transmissionssystemet, hvilket giver en øget samdriftsmulighed. Endvidere indebærer de anvendte forudsætninger ændrede prisforhold bl.a. øgede afgifter (Forsyningssikkerhedsafgiften), hvilket også påvirker samdriften.

3 Konsekvensberegninger

3.1 Beregningsmetode

Der er foretaget beregninger på samfundsmæssige og virksomhedsøkonomiske konsekvenser ved fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme i forhold til fortsat naturgaskraftvarme. Beregningerne indeholder kun de forhold, som berøres af projektet mht. produktion af varme.

Beregningerne er foretaget i overensstemmelse med Energistyrelsens anvisninger for evaluering af varmforsyningsprojekter. Der henvises til Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen april 2005 (rev. juli 2007) samt Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen oktober 2012.

Beregningerne er foretaget over en 20-årig betragtningsperiode.

Resultatet udgøres af forskellen mellem resultatet af beregningen for Referencen og resultatet af beregningen for Projektet.

Resultatet kan kun anvendes til at sammenligne Referencen og Projektet.

Referencen: Naturgaskraftvarme på HØK.

Projektet: Biomassekraftvarme på HØK.

3.2 Energi og miljø

Her præsenteres de beregnede konsekvenser for brændselsforbrug og for luftemission.

Samfundsøkonomien udtrykker det samlede samfundsmæssige resultat inklusiv energi- og miljøkonsekvenser, idet der indregnes samfundsøkonomiske brændselspriser, CO₂-kvoter og en samfundsmæssig skadesomkostning af SO₂, NO_x og PM_{2,5}.

De energi- og miljømæssige konsekvenser er en mellemregning til samfundsøkonomien. Det skyldes CO₂-kvotemekanismen, som bevirker en anden mekanisme for ændringerne i CO₂ end mekanismerne for ændringer i SO₂, NO_x og PM_{2,5}.

Ved ændring i lokal el-produktion foretages der for SO₂ og NO_x en mængdemæssig nettoberegning i forhold til den el, der erstattes i el-systemet. Kompensationen for CO₂ foretages derimod først i samfundsøkonomien, idet el-prisen indeholder et tillæg svarende til den gennemsnitlige udgift til CO₂-kvoter i el-system.

De energimæssige konsekvenser over den 20-årige betragtningsperiode i henholdsvis Referencen og Projektet er vist i efterfølgende tabel.

	Reference Naturgas- kraftvarme på HØK	Projekt Biomasse kraftvarme på HØK	Difference
Brændselsforbrug	MWh	MWh	MWh
Affald	1.458.333	1.458.333	0
Naturgas	7.973.434	113.327	-7.860.107
Biomasse og træflis	774.538	6.785.352	6.010.813
Brændselsforbrug i alt	10.206.306	8.357.012	1.849.294
El-produktion	GWh	GWh	GWh
El-produktion i alt	2.355.818	1.516.391	-839.427

Tabel 4 Brændselsforbrug og el-produktion på varmeleverende anlæg, sum over 20 år.

Det ses af Tabel 4, at det samlede brændselsforbrug bliver mindre ved biomassekraftvarme end ved naturgaskraftvarme. Det skyldes hovedsageligt, en højere virkningsgrad ved biomassekraftvarme på HØK end ved naturgaskraftvarme, samtidig med en mindre elproduktion ved biomassekraftvarme.

Affaldsforbrændingen ændres ikke, da der forudsættes en uændret mængde affaldsvarme i de to situationer.

De miljømæssige konsekvenser, der følger af den ændrede brændselsanvendelse, er beregnet for luftemissionen vedrørende CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, SO₂ og PM_{2,5} (partikler). CH₄ (metan) og N₂O (lattergas) omregnes til CO₂-ækvivalenter.

Emissionsstof	Reference ton	Projekt ton	Difference ton
CO ₂	1.823.578	217.382	-1.606.195
CH ₄ +N ₂ O, som CO ₂ -ækvivalenter	12.911	4.068	-8.843
SO ₂	-160	47	207
NO _x	4.299	931	-3.369
PM _{2,5}	18	113	95

Tabel 5 Ændring i emission over 20 år.

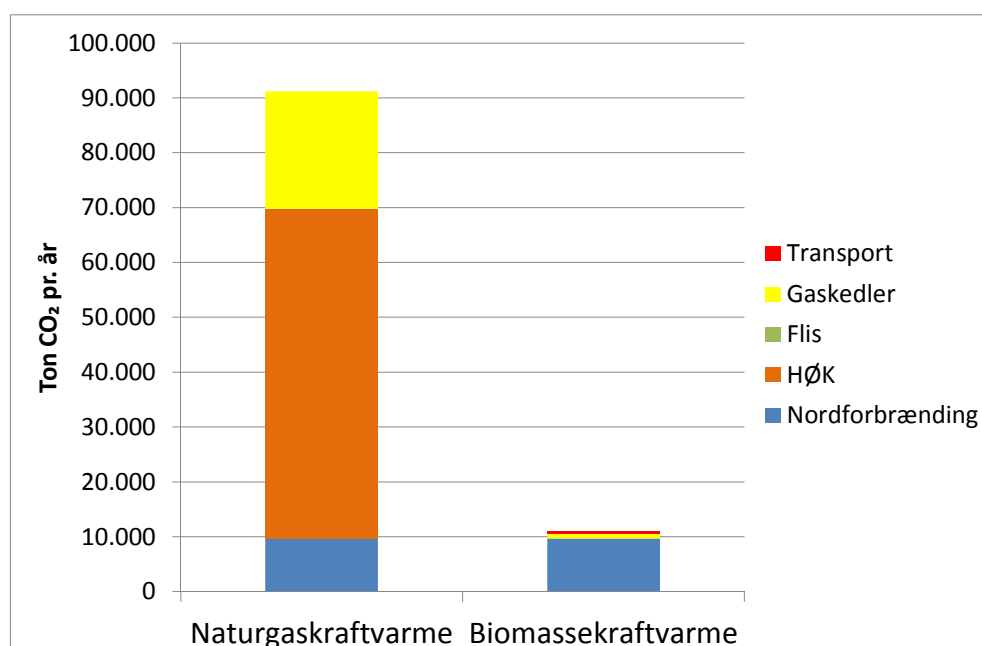
Det ses af ovenstående Tabel 5, at projektet medfører en reduceret emission af CO₂ og CO₂-ækvivalenter og NO_x, samt en øget emission af SO₂ og PM_{2,5}.

CO₂-emissionen omfatter den samlede CO₂-emission fra lokale anlæg til både el- og varmeproduktion. CO₂-emission der erstattes af elproduktion indgår ikke, idet den er omfattet af CO₂-kvotesystemet.

I NO_x- SO₂- og PM_{2,5}-emissionen derimod er der modregnet emission svarende til det gennemsnitlige niveau på el-markedet.

Både HØK, NF og FH's centraler HPC og MHV er omfattet af CO₂-kvotesystemet.

Den gennemsnitlige årlige CO₂ emission i relation til kvotesystemet, og kilderne hertil er vist i den efterfølgende figur, sammen med CO₂-emission fra indenlands transport af biomasse.



Figur 3 CO₂-emission fra fjernvarmeproduktion inkl. transport.

CO₂-udledningen fra de viste kilder i Figur 3 reduceres med ca. 88 % ved biomassekraftvarme i forhold til naturgaskraftvarme. Transport omfatter den indenlandske transport af biomasse og udgør ca. 0,5 %.

Kun den indenlandske transport, er relevant i forbindelse med samfundsøkonomiske betragtninger. CO₂-udledning fra transport er hentet fra VVM undersøgelsen, hvor det også er vurderet på transport fra skove i oprindelseslandet og på søtransport.

CO₂-udledning fra transport af biomasse er ikke indregnet i de samfundsøkonomiske beregninger, men kun anskueliggjort i Figur 3, da samfundsøkonomien belyser forskellen mellem to situationer. Det er i denne sammenhæng ikke retvisende, at betragte hele CO₂-udledningen fra transport af biomasse som en stigning alene forårsaget af biomassekraftvarme på HØK. Ved naturgaskraftvarme må det forventes, at biomassen i stedet transporteres til et andet anlæg. Hvis det antages, at CO₂-udledningen fra denne transport er af samme størrelse som ved levering til HØK, så vil det ikke påvirke forskellen mellem de to situationer.

Energistyrelsen anviser ikke en metode vedrørende CO₂ fra transport, men de indenlandsk transportomkostninger er indregnet i den samfundsøkonomiske brændselspris.

3.3 Samfundsøkonomi

Ved beregning af de samfundsøkonomiske konsekvenser betragtes rentabiliteten i biomassekraftvarme i forhold naturgaskraftvarme på HØK, set fra samfundets side.

Der er anvendt Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen oktober 2012, som oplister de samfundsøkonomiske brændselspriser og elpriser, der skal anvendes. Diskonteringsrenten er 4 % i henhold til Finansministeriets Fakta-ark af 31. maj 2013.

Der er anvendt driftsomkostninger, statsafgifter og investeringer som i virksomhedsøkonomien.

De samlede omkostninger år for år er tilbagediskonteret med diskonteringsrenten, hvorved nuværdien for henholdsvis Referencen og Projektet fremkommer.

Samfundsøkonomi, nuværdi over 20 år	
Reference: Naturgaskraftvarme på HØK	-1.537 mio. kr.
Projektet: Biomassekraftvarme på HØK	-1.507 mio. kr.
Forskel	30 mio. kr.

Tabel 6 Samfundsøkonomisk resultat over 20 år ved.

Sammenholdes nuværdien af periodens samlede omkostninger for henholdsvis Projektet og Referencen ses, at der ved de anvendte forudsætninger opnås en nuværdibesparelse på 30 mio. kr. over betragtningsperioden ved Projektet.

3.3.1 Ikke-værdisatte virkninger

Ifølge Energistyrelsens vejledning vil det i praksis kun være muligt at værdisætte en mindre del af de virkninger, som gennemførelse af et projekt har på samfundet. Blandt de virkninger, der ikke umiddelbart har en værdi, som kan aflæses på et marked, kan nævnes:

- Forsynings sikkerhed (spredning af energikilderne)
- Ikke værdisatte miljøvirkninger
 - › Andre udslip til luften
 - › Andet udslip til vandmiljø
 - › Visuelle/landskabelige effekter
 - › Lugtgener
- Afledt teknologiudvikling
- Arbejdsmiljø, komfort og sundhed
- Fordelingsvirkninger

3.4 Virksomhedsøkonomi

Ved beregning af de virksomhedsøkonomiske konsekvenser betragtes rentabiliteten i projektet set fra HØK A/S' side. Beregningerne er foretaget over en 20-årig periode med 2017 som første år.

Beregningen er udført som en marginalbetragtning, hvor der kun er medtaget de forhold, der berøres af projektet.

Beregningen er baseret på de forudsætninger, der er beskrevet i projektet.

Forudsætningerne er vedlagt i bilag 1.

Beregningen er vedlagt i bilag 2 og bilag 3.

Alle beløb er uden moms.

Der er taget udgangspunkt i gældende priser for el og naturgas. Biomasseprisen er baseret på en markedsundersøgelse som blev foretaget under forundersøgelsen.

Der er anvendt elspot-pris på Nordpool for Østdanmark. Priserne varierer på timebasis som indgår i bestemmelsen af driften på kraftvarmeanlæggene.

El- og brændselspriserne er fremskrevet med samme udvikling som Energistyrelsens priser til samfundsøkonomiske beregninger.

Der er indregnet Forsynings sikkerhedsafgift ifølge foreliggende lovforslag. Forsyningsafgiften indgår i finansforliget fra 2013, og skal indføres frem til 2020.

Der er indregnet et pristillæg på 150 kr./MWh elproduktion på biomasse.

Omkostningerne til drift og vedligehold ved fortsat naturgaskraftvarme på HØK er vurderet på basis af hidtidige erfaringer om servicecyklus. Da der er tale om forsettelse af et gammelt anlæg, er der forudsat en stigning i vedligeholdelsesomkostningerne over den 20 årige beregningsperiode.

I den efterfølgende tabel er vist de centrale prisforudsætninger som er anvendt til virksomhedsøkonomien.

Investering i biomassekraftvarme	520 mio. kr.	Medio 2013 pris
Finansiering	Annuitet, rente 4 % p.a., 20 års løbetid, kurs 100	
Biomassepris	53,5 kr./GJ medio 2013 pris	Stigning ca. 1,0 % pr. år
Afgifter 2014	0,92 kr./GJ	NO _x ved måling
FSA 2020, stigning	30,3 kr./GJ	
Naturgaspris	2,723 kr./Nm ³ (68,8 kr./GJ)	Stigning ca. 1,0 % pr. år
Afgifter 2014	2,845 kr./Nm ³ (71,8 kr./GJ)	
FSA 2020, stigning	0,471 kr./Nm ³ (11,9 kr./GJ)	
Elpris		
Nordpool 2013	295 kr./MWh (gennemsnit)	Stigning ca. 2,0 % pr. år
Tillæg til biomassekraftvarme	150 kr./MWh	Reduktion ca. 2,1 % p.a. (inflation)

Tabel 7 Centrale forudsætninger til virksomhedsøkonomi, priser uden moms.

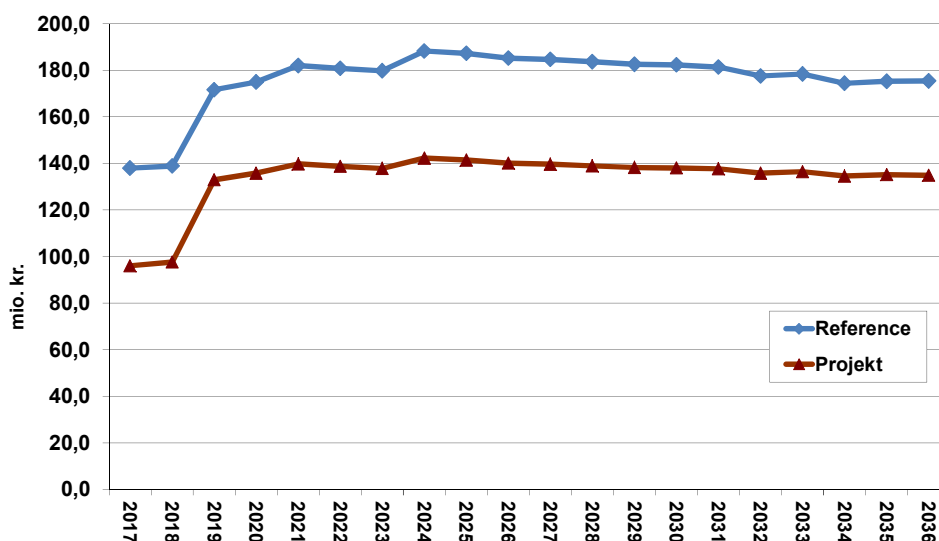
FSA 2020 = Forsyningsikkerhedsafgift indsluset afgift pr. 2020 if. lovforslag,

Stigning i energipriser er som Energistyrelsen prognose for prisudvikling, med 2013 som indeks 100. Tillæg til biomassekraftvarme er et fast beløb, som ikke indeksreguleres.

3.4.1 Likviditetsbehov

I den efterfølgende Figur 4 vises likviditetsbehov for HØK A/S ved henholdsvis naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme. Det omfatter nettoomkostningerne til affaldsvarmekøb, brændselsforbrug, elindtægt, omkostninger til drift og vedligehold af anlæg, samt annuitetsfinansiering af nye investeringer.

I beregningen indgår HØK, NF og naturgasfyrede kedler som leverer varme til de tilknyttede forsyningsområder, og som indgår i ”HVISS” prisen (se efterfølgende afsnit). Fliskedlen på HPC indgår ikke i ”HVISS” prisen.



Figur 4 Resultat for de enkelte år over den 20-årige periode.

Det ses af Figur 4, at de årlige nettoomkostninger til varmeproduktion er lavere ved biomasekraftvarme end ved naturgaskraftvarme og hele betragtningsperioden.

De lavere omkostninger i de to første år skyldes grundbeløbet til HØK som falder bort efter 2018. Grundbeløbet afløste støtten til decentral kraftvarme i treleds-tariffen ved overgang til salg af el på markedsvilkår.

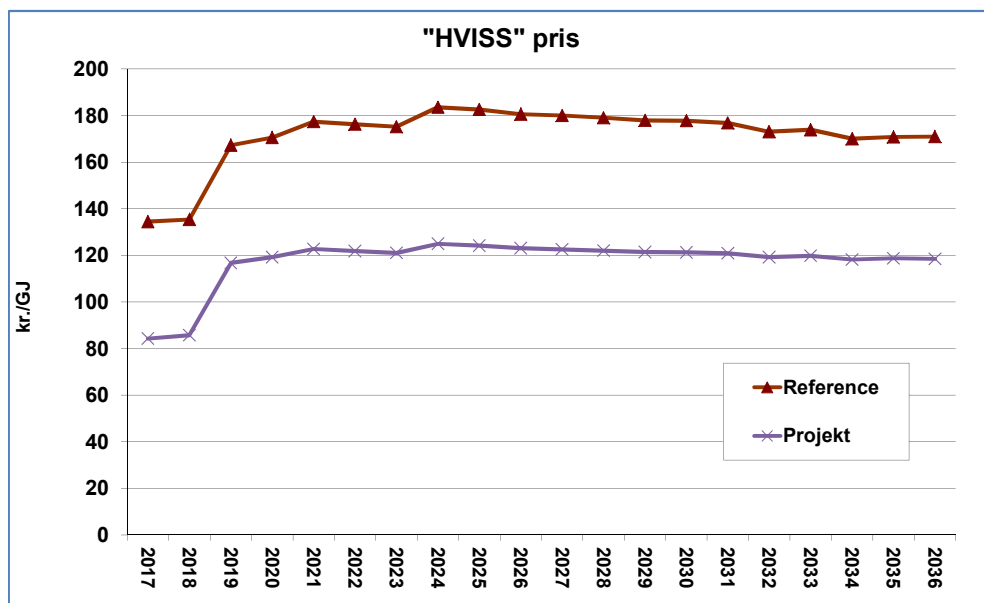
Den årlige besparelse for HØK A/S ved biomasekraftvarme i forhold til naturgaskraftvarme ligger i intervallet 40-45 mio. kr., svarende ca. til 850 mio. kr. over betragtningsperioden.

3.4.2 ”HVISS” pris

”HVISS” er forkortelsen for Hvile-I-Sig-Selv, og udtrykker i denne forbindelse omkostningen pr. varmeenhed der leveres fra HØK A/S, og som er produceret på HØK, NF og naturgasfyrede kedler. Fliskedlen på HPC indgår ikke i ”HVISS” prisen.

”HVISS” prisen er for nuværende ca. 135 kr./GJ inklusive Forsyningssikkerhedsafgift.

”HVISS” prisen ved hhv. naturgaskraftvarme og biomasekraftvarme på HØK er beregnet med de forudsætninger der er foretaget for priser, prisudvikling og for de nye investeringer der er vurderet, for at kunne opretholde driften i planperioden.



Figur 5 Gennemsnitlig varmepris (2013-priser) fra HØK A/S.

Det ses, at "HVISS" prisen stiger kraftigt efter grundbeløbs udløb i 2018.

Ved fortsat naturgaskraftvarme stiger "HVISS" prisen til 170–180 kr./GJ, mens den ved biomassekraftvarme stiger til 115-125 kr./GJ.

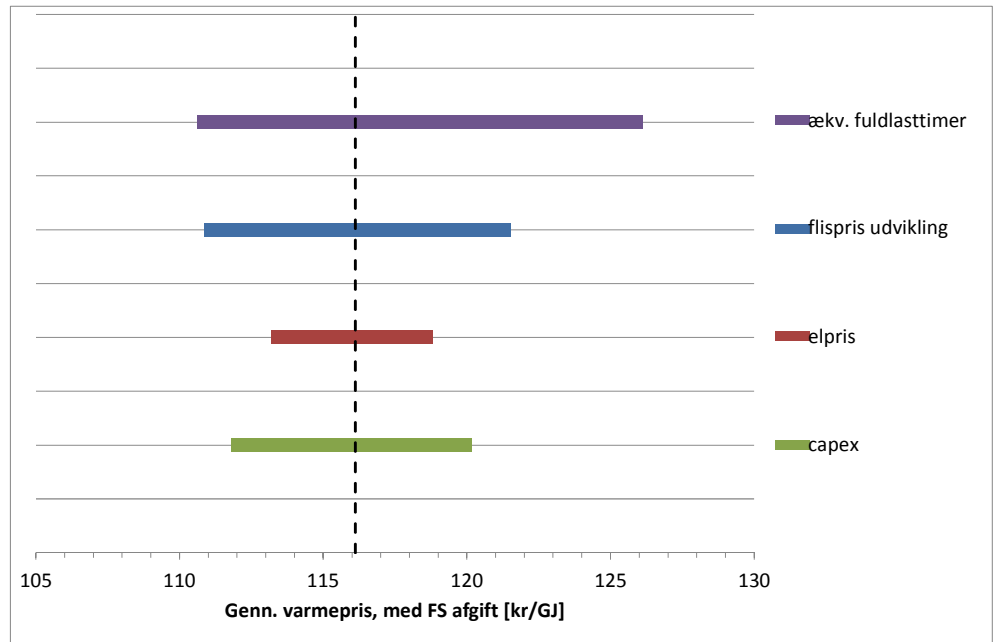
"HVISS" prisen bliver herved som gennemsnit ca. 30 % lavere ved biomassekraftvarme end ved naturgaskraftvarme.

3.4.3 Følsomhedsberegninger

Der er foretaget følsomhedsberegninger for at anskueliggøre, hvilke forudsætninger der primært påvirker varmeproduktionsprisen ved biomassekraftvarme på HØK.

Der er regnet på følgende variationer:

	Interval	
	Fra	Til
Ækvivalente fuldlasttimer	÷17 %	+12 %
Brændselsprisstigningen	0,5 % p.a.	1,5 % p.a.
Investeringer	- 12 %	+ 12 %
Elprisen	- 10 %	+ 10 %

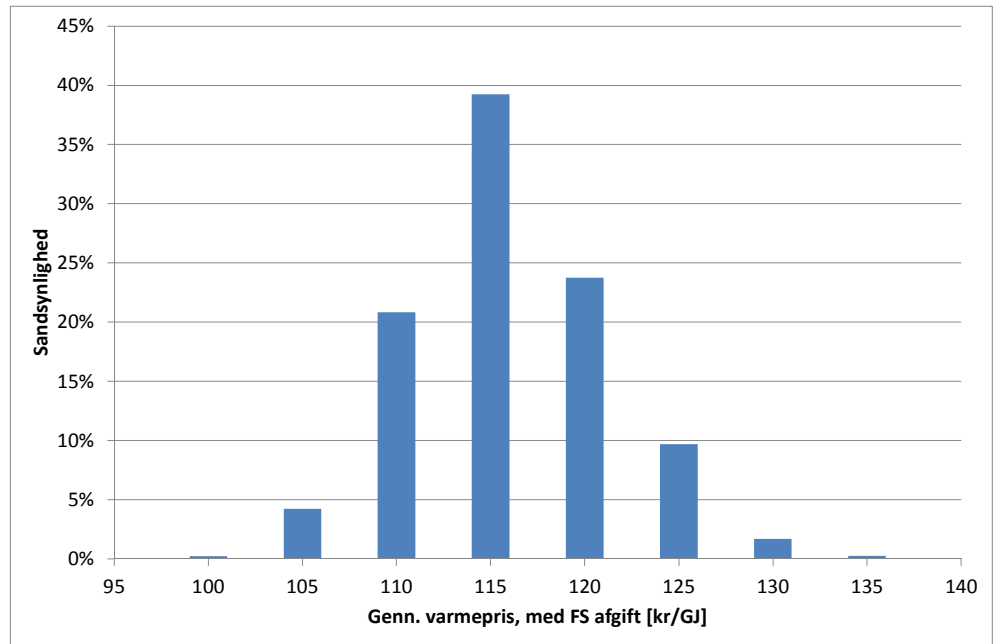


Figur 6 Følsomhedsberegning – påvirkning af enkeltparametre

Des ses af Figur 6, at varmeprisen vil være mest påvirket af antallet af ækvivalente fuldlasttimer og brændselsprisudviklingen, og i relativt mindre grad af investeringer og elprisen.

Den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning er beregnet til ca. 116 kr./GJ, ved basisforudsætningerne. Forsyningsikkerhedsafgiften på biomasse vægter ca. 24 kr./GJ varmeproduktion.

Kombinationen af de fire primære påvirkningsparametre (ækvivalente fuldlasttimer, brændselsprisudvikling, el-pris og investering) er evalueret og i analysen er der estimeret relative sandsynligheder for, at variationer i de respektive parametre indtræffer. Denne beregning resulterer i kombinationer af varmeproduktionspriser som gengivet i efterfølgende figur.



Figur 7 Følsomhedsberegning – sammenpåvirkning af alle parametre

Som det fremgår vurderes det at være ca. 98 % sandsynlighed for, at den gennemsnitlige pris inklusive Forsyningssikkerhedsafgift er under 127,5 kr./GJ.

Bilag 1: Forudsætninger

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

27. marts 2014

Forudsætninger til vurdering på energi, miljø og økonomi

	Bemærkninger
--	--------------

Brændselspriser

ekskl. moms

HØK

Naturgas	-n-gas,trans. lager	2,500 kr. / m ³			Afgifter vist for 2014, fremtidige afgifter ses i beregningen N-gas afg if. lovforslag aug.2013 for Forsyningssikkerhedsafgift 2020 Måling af Nox	
	-distr., energispar	0,223 kr. / m ³				
	Tarif, i alt	2,723 kr./m ³ =	248 kr./MWh			
	CO2afgift	0,377 kr./m ³ =	34 kr./MWh			
	Naturgasafgift	2,845 kr./m ³ =	259 kr./MWh			
	Nox-afgift	25,000 kr./kg udledt 0,076 kg/MWh	1,9 kr./MWh			
Biomasse	Tarif	53,50 kr./GJ	193 kr./MWh		Baseret på markedsundersøgelse Forsyningssikkerhedsafgift (FSA) Måling af Nox	
	FSA	11,6 kr./GJ	42 kr./MWh			
	Nox-afgift	25,000 kr./kg udledt 0,133 kg/MWh	3,3 kr./MWh			
Affaldsvarme		96,34 kr./GJ =	347 kr./MWh		if. Forsyning Helsingør inkl. FSA	
	Affaldsvarmeafgift indeholdt, skøn	34,5 kr./GJ =	124 kr./MWh			
Træflis, HPC	Tarif	53,50 kr./GJ	193 kr./MWh			
	FSA	11,6 kr./GJ	42 kr./MWh			
	Nox-afgift	2,3 kr./GJ	8 kr./MWh			
Naturgas til kedler	-n-gas,trans. lager	2,500 kr. / m ³			inkl. FSA	
	-distr., energispar	0,223 kr. / m ³				
	Tarif, i alt	2,723 kr./m ³ =	248 kr./MWh			
	CO2afgift	0,377 kr./m ³ =	34 kr./MWh			
	Naturgasafgift	2,845 kr./m ³ =	259 kr./MWh			
	Nox-afgift	0,041 kr./m ³ =	3,7 kr./MWh			
Elpris						
Elpris for HØK gas drift i forhold til DK2		375 kr./MWh			Beregnet opnået gennemsnit	
Elpris for HØK bio drift i forhold til DK2		318 kr./MWh			Beregnet opnået gennemsnit	
Tilskud til biomasse elproduktion		150 kr./MWh	indeksreguleres ikke			
Elpris DK2 (Østdanmark)		295 kr./MWh	gennemsnit 2013,		forudsat udvikling som Energistyrelsen	

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

27. marts 2014

Forudsætninger til vurdering på energi, miljø og økonomi

	Bemærkninger
--	---------------------

Drift og vedligehold

ekskl. moms

HØK n-gas.

Personale		1000 kr	3.900	if. Forsyning Helsingør	
Diverse faste omkostninger,		1000 kr	6.000	if. Forsyning Helsingør	stiger 1% år
Service Faste	1000 kr	20.500	20 år~	1.025 1.000 kr./år	" stiger 2% år
Driftsbetingede	1000 kr	43.250	20 år~	2.163 1.000 kr./år	" stiger 3%/år 10 år, derefter 6% (gammelt anlæg)
Grundbeløb 1 (erstrattede 3-ledstarif)		1000 kr	38.550	Reguleres efter elpris	
Grundbeløb 2 (8 øre/kWh, 8000 kWh)		1000 kr	640	indeksreguleres ikke	8 øre/kWh omlagt til fast beløb i 2013

HØK biomasse.

Personale, udvidelse		1000 kr	1.100	+1.000 de første 2 år	
Diverse faste omkostninger,					
Miljømålinger	1000 kr.	100			
Forsikring	1000 kr.	3.200			
Øvrige	1000 kr.	2.000			stiger 1%/ år
Sum		1000 kr.	5.300		
Vedligehold	faste	1000 kr.	1.025	fælles turbine/generator-anlæg	stiger 2%/ år
	variable	kr./MWh	16,4		stiger 0,5%/ år (nyt anlæg)

Forbrugsstoffer	Forbrug/ton biom.	Enhedspris	kr./ton	kr./MWh biom.
Ammoniakvand	1,4000 kg/ton	2,15 kr/kg	3,0	1,03
Øvrige kemikalier	3,9000 kg/ton	1,00 kr/kg	3,9	1,33
Restprodukter				
Bundaske	0,0051 ton/ton	800,0 kr/ton	4,1	1,39
Flyveaske	0,0006 ton/ton	800,0 kr/ton	0,5	0,16
Slam	0,0003 ton/ton	800,0 kr/ton	0,2	0,08
Spildevand,	0,4000 m3/ton	17,8 kr/m³	7,1	2,43 vægtet gennemsnit
Fliskedel HPC	21,00 kr. / Gj varme		75,6 kr./MWh	
N-gaskedler	5,56 kr. / Gj varme		20,0 kr./MWh	

Andet

Indtægter	
Antenneleje	400.000 kr./år
Spædevand	76.000 kr./år

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

27. marts 2014

Forudsætninger til vurdering på energi, miljø og økonomi

	Bemærkninger
--	--------------

Investering

Eksisterende anlæg

Reinvestering	køleanlæg	1,0 mio.kr.	2017
	sro, mm	20,2 mio.kr.	2017
	generator	0,8 mio.kr.	2018
	turbine	4,0 mio.kr.	2020
	batteri	1,0 mio.kr.	2021
	advant	4,0 mio.kr.	2025
I alt		<u>31,0 mio. kr.</u>	

Biomasselinie

Biomassefyret linje	520,0 mio. kr.	2017
advant	4,0 mio.kr.	2025
Sum	<u>524,0 mio.kr.</u>	

Finansiering

Langfristet	Type	Obligationslån, Annuitet
	Rente	4,0% p.a.
	Kurs	100
	Løbetid	20 år

Anlæg

		Nordfor- brænding	N-gas- kedler div.	Flis- kedel	Helsingør kv n-gaslinje		
					Biolinje		
Virkningsgrad	Varme	72,0%	98,0%	102,9%	44,1%	78,0%	
	EI	16,5%	0	0	40,1%	22,9%	
	Produktion	88,5%	98,0%	102,9%	84,2%	100,9%	
	Indfyret	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Emission	faktor	kg/Gj indfyret					
CO ₂	kuldioxid	1	37,0	56,7	0,000	56,8	0,000
CH ₄	metan	21	0,0003	0,00010	0,0300	0,0015	0,0031
N ₂ O	lattergas	310	0,0012	0,00010	0,0040	0,0022	0,0008
CO ₂ -ækv.			37,378	56,733	1,870	57,498	0,313
SO ₂	svovldioxid		0,008	0,0003	0,025	0	0,007
NO _x	kvælstofoxider		0,102	0,0420	0,090	0,190	0,037
PM2,5	partikler		0,0003	0,0001	0,010	0,0001	0,005
Brændsel		Affald	N-gas	Træflis	N-gas	Biomasse	
Brændværdi,		GJ/ton	MJ/Nm ³	Gj/ton	MJ/Nm ³	Gj/ton	
		12,50	39,60	9,50	39,60	9,50	
		kWh/ton	kWh/Nm ³	MWh/ton	kWh/Nm ³	MWh/ton	
		3,47	11,00	2,64	11,00	2,64	

Kilde: Skitseprojekt for biomasselinie
Nordforbrænding ovn 4+5. Emission Energistyrelsen oktober 2012
Emissioner øvrige Energistyrelsen/DMU

Prisudvikling

Iht. Energistyrelsens forudsætninger
For inflation, brændselspriser og elpriser

Samfundsøkonomi

El- og brændselspriser ifølge: Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger, Energistyrelsen oktober 2012 og tillægsblad 7. april 2011.

Driftomkostninger og investering:	Som i virksomhedsøkonomi
Kalkulationsrente til nuværdiberegning:	4,00%
Nettoafgiftsfaktor	117%
Skatteforvridningsfaktor	20%

**Bilag 2: Beregning på naturgaskraftvarme:
Samfundsøkonomi, energi og miljø
og virksomhedsøkonomi**

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Reference: Naturgaskraftvarme på HØK

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM	
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
Produktionsbehov																							
Nordforbrænding	MWh	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	20.200	
Humblebæk	MWh	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	104.120	
Fasanvænget	MWh	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	132.239	
Niverød	MWh	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	172.717	
Nivåvænge	MWh	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	75.222	
Atoften	MWh	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	61.422	
Nivå	MWh	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	642.980	
Kvistgård	MWh	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	71.960	
Helsingør	MWh	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	4.115.880	
Horsørød	MWh	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	78.280	
Hornbæk	MWh	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	619.340	
Transmissionsledning	MWh	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	400.000	
Varmeproduktion, i alt	MWh	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	6.494.360	
Produktionsanlæg																							
Helsingør Kraftvarmeværk																							
N-gas-linje																							
Varme	44,1% Virk.grad	MWh	120.080	121.080	122.080	123.080	124.080	125.080	126.080	127.080	128.080	129.080	130.080	131.080	132.080	133.080	134.080	135.080	136.080	137.080	138.080	139.080	2.591.600
EI	40,1% Virk.grad	MWh	109.155	110.064	110.973	111.882	112.791	113.700	114.609	115.518	116.427	117.336	118.245	119.154	120.063	120.972	121.881	122.791	123.700	124.609	125.518	126.427	2.355.818
Brændsel		MWh	272.247	274.515	276.782	279.049	281.316	283.584	285.851	288.118	290.385	292.652	294.920	297.187	299.454	301.721	303.988	306.256	308.523	310.790	313.057	315.325	5.875.720
Naturgas	11,00 kWh/m3	1000 m3	24.750	24.956	25.162	25.368	25.574	25.780	25.986	26.193	26.399	26.605	26.811	27.017	27.223	27.429	27.635	27.841	28.048	28.254	28.460	28.666	534.156
Biomasse-linje,																							
Varme	78,0% Virk.grad	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EI	22,9% Virk.grad	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Brændsel		MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biomasse	2,64 MWh/ton	ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Nordforbrænding																							
Varme	72,0% Virk.grad	MWh	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	1.050.000
EI	16,5% Virk.grad	MWh	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	240.625
Brændsel		MWh	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	1.458.333
Affald	3,47 kWh/ton	ton	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	420.000
Træflis HPC																							
Varme	1,03 Virk.grad	MWh	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	39.850	797.000
Brændsel		MWh	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	38.727	774.538
Træflis	2,64 MWh/ton	ton	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	14.669	293.386
N-gaskedler																							
Varme	98,0% Virk.grad	MWh	112.288	111.288	110.288	109.288	108.288	107.288	106.288	105.288	104.288	103.288	102.288	101.288	100.288	99.288	98.288	97.288	96.288	95.288	94.288	93.288	2.055.760
Brændsel	11,00	MWh	114.580	113.559	112.539	111.518	110.498	109.478	108.457	107.437	106.416	105.396	104.376	103.355	102.335	101.314	100.294	99.273	98.253	97.233	96.212	95.192	2.097.714
Naturgas	kWh/m3	1000 m3	10.416	10.324	10.231	10.138	10.045	9.953	9.860	9.767	9.674	9.581	9.489	9.396	9.303	9.210	9.118	9.025	8.932	8.839	8.747	8.654	190.701

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energ, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Reference: Naturgaskraftvarme på HØK

Beregningsperiode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM		
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036			
Energi og miljø																							
Emission, Helsingør Kraftvarmeværk																							
N-gas-linje																							
CO2	56,785 kg/GJ ton	55.654	56.118	56.581	57.045	57.508	57.971	58.435	58.898	59.362	59.825	60.289	60.752	61.216	61.679	62.143	62.606	63.070	63.533	63.997	64.460	1.201.142	808.065
CO2-ækv.	0,713 kg/GJ ton	699	705	711	717	723	728	734	740	746	752	758	763	769	775	781	787	792	798	804	810	15.092	10.153
SO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOx	0,190 kg/GJ ton	186	188	189	191	192	194	195	197	199	200	202	203	205	206	208	209	211	212	214	216	4.017	
PM2,5	0,0001 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
Biomasse-linje,																							
CO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2-ækv.	0,313 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO2	0,007 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOx	0,313 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PM2,5	0,005 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Emission, Nordforbrænding																							
CO2	37,000 kg/GJ ton	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	194.250	131.996
CO2-ækv.	0,378 kg/GJ ton	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	1.986	1.350
SO2	0,008 kg/GJ ton	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	44	
NOx	0,102 kg/GJ ton	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	536	
PM2,5	0,0003 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
Emission, Træflis HPC																							
CO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2-ækv.	1,870 kg/GJ ton	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261	5.214	3.543
SO2	0,025 kg/GJ ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	70	
NOx	0,090 kg/GJ ton	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	251	
PM2,5	0,0100 kg/GJ ton	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	28	
Emission, N-gaskedler																							
CO2	56,700 kg/GJ ton	23.388	23.180	22.971	22.763	22.555	22.347	22.138	21.930	21.722	21.513	21.305	21.097	20.889	20.680	20.472	20.264	20.055	19.847	19.639	19.431	428.185	294.613
CO2-ækv.	0,033 kg/GJ ton	14	14	13	13	13	13	13	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	12	11	11	250	172
SO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
NOx	0,042 kg/GJ ton	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	14	317	
PM2,5	0,0001 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
Emission fra lokale anlæg i alt																							
CO2	ton	88.755	89.010	89.265	89.520	89.775	90.031	90.286	90.541	90.796	91.051	91.306	91.562	91.817	92.072	92.327	92.582	92.838	93.093	93.348	93.603	1.823.578	1.234.674
CO2-ækv.	ton	1.073	1.079	1.084	1.090	1.096	1.101	1.107	1.113	1.119	1.124	1.130	1.136	1.141	1.147	1.153	1.158	1.164	1.170	1.176	1.181	22.542	15.218
SO2	ton	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	116	
NOx	ton	243	244	246	247	248	250	251	253	254	255	257	258	260	261	262	264	265	267	268	269	5.121	
PM2,5	ton	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	32	
Nordpool el, fortrængt af lokal el-produktion																							
CO2-ækv.	CH4+N2O kg/MWh	4,222	3,966	3,735	3,074	2,814	2,957	3,052	3,074	3,226	3,375	3,526	3,657	3,805	3,971	4,111	4,267	4,250	4,304	4,284	4,284		
SO2	kg/MWh	0,156	0,145	0,132	0,130	0,120	0,120	0,123	0,107	0,097	0,096	0,096	0,095	0,096	0,094	0,094	0,096	0,096	0,083	0,083	0,083		
NOx	kg/MWh	0,375	0,344	0,319	0,306	0,283	0,295	0,290	0,272	0,281	0,289	0,300	0,307	0,319	0,324	0,325	0,339	0,341	0,340	0,339	0,339		
PM2,5	kg/MWh	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006		
CO2-ækv.	ton	-511,6	-484,2	-459,5	-380,9	-351,3	-371,8	-386,5	-392,1	-414,4	-436,6	-459,4	-479,7	-502,6	-528,2	-550,6	-575,3	-576,8	-588,0	-589,3	-593,1	-9.632	-6.377
SO2	ton	-18,8	-17,7	-16,3	-16,1	-14,9	-15,0	-15,6	-13,6	-12,5	-12,4	-12,5	-12,4	-12,7	-12,5	-12,6	-12,9	-13,0	-11,3	-11,4	-11,4	-276	
NOx	ton	-45,4	-42,0	-39,2	-37,9	-35,4	-37,1	-36,7	-34,7	-36,1	-37,3	-39,1	-40,3	-42,2	-43,2	-43,5	-45,7	-46,3	-46,5	-46,6	-46,9	-822	
PM2,5	ton	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,8	-0,8	-0,8	-14	
Emission, varmeproduktion, netto																							
CO2	ton	88.755	89.010	89.265	89.520	89.775	90.031	90.286	90.541	90.796	91.051	91.306	91.562	91.817	92.072	92.327	92.582	92.838	93.093	93.348	93.603	1.823.578	1.234.674
CO2-ækv.	ton	561	594	625	709	744	730	721	721	704	688	671	656	639	619	602	583	587	582	586	588	12.911	8.841
SO2	ton	-13	-12	-11	-10	-9	-9	-10	-8	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-6	-6	-6	-160	
NOx	ton	197	202	206	209	213	213	214	218	218	218	218	218	217	218	219	218	219	220	221	222	4.299	
PM2,5	ton	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	18	

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme
 Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi
 Reference: Naturgaskraftvarme på HØK

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM		
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036			
Samfundsøkonomi																								
Prisudvikling	Pct./år	1,96	1,94	2,04	2,00	2,10	2,04	2,22	2,13	2,12	2,12	2,11	2,11	2,12	2,12	2,12	2,11	2,12	2,11	2,12	2,11			
	Deflator	1,00	1,020	1,019	1,020	1,020	1,021	1,020	1,022	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021			
Brændselspriser if. Energistyrelsen																								
N-gas k/v	kr./GJ	-60,0	-60,3	-61,2	-62,1	-62,9	-63,7	-64,5	-65,3	-66,1	-66,8	-67,4	-68,1	-68,8	-69,5	-69,9	-70,4	-70,8	-71,3	-71,8	-71,8			
Biomasse kv	kr./GJ	-50,1	-50,6	-51,2	-51,8	-52,4	-53,0	-53,7	-54,3	-54,9	-55,6	-56,3	-56,9	-57,6	-58,3	-59,0	-59,7	-60,4	-61,2	-61,9	-61,9			
Nordforbrænding	kr./GJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Træflis HPC	kr./GJ	-50,1	-50,6	-51,2	-51,8	-52,4	-53,0	-53,7	-54,3	-54,9	-55,6	-56,3	-56,9	-57,6	-58,3	-59,0	-59,7	-60,4	-61,2	-61,9	-61,9			
N-gaskedler	kr./GJ	-63,5	-63,8	-64,7	-65,6	-66,4	-67,2	-68,0	-68,8	-69,6	-70,3	-70,9	-71,6	-72,3	-73,0	-73,4	-73,9	-74,3	-74,8	-75,3	-75,3			
El-salg	Nordpool	kr./MWh	351	340	356	366	323	344	364	304	324	351	366	384	403	415	430	467	467	505	506	506		
Skadesvirkning	CO2+ækv. (ber.pris)	kr./ton	-140	-155	-173	-190	-196	-202	-209	-215	-221	-228	-234	-240	-247	-253	-259	-266	-272	-278	-285	-285		
	SO2	kr./kg	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73		
	NOx	kr./kg	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49		
	PM2,5	kr./kg	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88		
Omgregning 2011 til 2014 prisniveau	faktor	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590			
Nuværdi																								
	For perioden	2017 - 2036																				Kalkulationsrente	4%	Nuværdi
Opgørelse i faktorpriser, 1.000 kr.																								
N-gas k/v		-62.305	-63.117	-64.594	-66.087	-67.475	-68.876	-70.291	-71.719	-73.161	-74.491	-75.832	-77.185	-78.550	-79.927	-81.052	-82.186	-83.327	-84.477	-85.634	-86.254	-1.496.541	-993.792	
Biomasse kv		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Nordforbrænding		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Træflis HPC		-7.390	-7.475	-7.562	-7.651	-7.740	-7.831	-7.924	-8.017	-8.113	-8.209	-8.307	-8.406	-8.507	-8.609	-8.713	-8.818	-8.924	-9.033	-9.143	-9.143	-165.513	-110.780	
N-gaskedler		-27.752	-27.626	-27.767	-27.900	-27.979	-28.052	-28.118	-28.178	-28.232	-28.235	-28.232	-28.224	-28.210	-28.192	-28.081	-27.967	-27.849	-27.728	-27.603	-27.310	-559.235	-380.058	
El-salg		45.006	44.002	46.435	48.083	42.726	45.847	48.844	41.123	44.077	48.081	50.482	53.362	56.420	58.402	60.910	66.637	67.177	73.037	73.665	74.152	1.088.468	710.784	
Drift og vedligehold (sum fra virksomhedsøks.)		-23.880	-23.952	-24.027	-24.105	-24.186	-24.270	-24.357	-24.448	-24.542	-24.640	-24.826	-25.023	-25.232	-25.454	-25.689	-25.938	-26.202	-26.481	-26.777	-27.091	-501.121	-337.712	
Drift i alt		-76.321	-78.168	-77.515	-77.660	-84.654	-83.182	-81.846	-91.241	-89.972	-87.494	-86.715	-85.476	-84.079	-83.779	-82.625	-78.271	-79.126	-74.681	-75.492	-75.646	-1.633.942	-1.111.558	
Investering		-21.200	-800	0	-4.000	-1.000	0	0	0	-4.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-31.000	-29.303	
Scrapværdi																					0	0	0	
Samfundsøkonomi - opgørelse i beregningspriser, 1.000 kr.																								
Brændsel, d&v, invest, scrap	117%	-114.100	-92.392	-90.693	-95.542	-100.215	-97.323	-95.760	-106.751	-109.947	-102.368	-101.456	-100.007	-98.373	-98.021	-96.671	-91.577	-92.577	-87.377	-88.325	-88.506	-1.947.983	-1.334.807	
Forvridningstab, statsafgift	20%	15.967	16.267	16.479	17.137	17.125	17.112	17.100	17.087	17.075	17.063	17.050	17.038	17.025	17.013	17.000	16.988	16.975	16.963	16.951	16.938	338.353	229.434	
Skadesvirkning	CO2+ækv	-13.222	-14.750	-16.434	-18.139	-18.804	-19.462	-20.125	-20.793	-21.460	-22.131	-22.805	-23.482	-24.163	-24.845	-25.532	-26.221	-26.920	-27.620	-28.326	-28.403	-443.638	-288.195	
	SO2	1.009	923	812	799	706	715	757	607	517	514	523	514	534	523	525	553	559	429	432	438	12.389	8.877	
	NOx	-10.245	-10.494	-10.712	-10.853	-11.058	-11.040	-11.134	-11.312	-11.309	-11.318	-11.300	-11.310	-11.285	-11.305	-11.358	-11.321	-11.361	-11.423	-11.490	-11.547	-223.175	-150.741	
	PM2,5	-88	-87	-87	-86	-86	-86	-85	-85	-84	-84	-83	-83	-83	-82	-82	-81	-81	-80	-80	-80	-1.673	-1.144	
Samfundsøkonomi, i alt		-120.678	-100.534	-100.634	-106.684	-112.331	-110.083	-109.247	-121.246	-125.209	-118.324	-118.071	-117.331	-116.344	-116.718	-116.118	-111.659	-113.405	-109.108	-110.839	-111.160	-2.265.726	-1.536.576	

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Reference: Naturgaskraftvarme på HØK

Beregningsperiode			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM	
År			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
<u>Virksomhedsøkonomi - Priser m.v. (fast prisniveau)</u>																								
Prisudvikling			Pct/år	1,96	1,94	2,04	2,00	2,10	2,04	2,22	2,13	2,12	2,12	2,11	2,11	2,12	2,12	2,11	2,12	2,11	2,12	2,11	2,11	
			Deflator	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	
Ens index (2013=1)			Elpris	0,97	0,95	0,99	1,02	0,90	0,96	1,01	0,85	0,90	0,97	1,02	1,07	1,12	1,15	1,19	1,30	1,30	1,40	1,40	1,40	
			Gaspris	1,01	1,01	1,03	1,04	1,05	1,07	1,08	1,09	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,19	1,20	1,20	
			Træflispris	1,05	1,06	1,07	1,08	1,10	1,11	1,12	1,14	1,15	1,16	1,18	1,19	1,20	1,22	1,23	1,25	1,26	1,28	1,29	1,29	
Elpris			HØK gas	kr/MWh	365	355	371	382	337	359	379	317	338	366	381	400	420	432	447	486	487	526	527	
			HØK bio	kr/MWh	310	301	315	324	286	304	322	269	286	310	323	339	356	366	379	412	413	446	447	
			Tillæg til biomasse el	kr/MWh	150	147	144	141	139	136	133	130	127	125	122	120	117	115	112	110	108	106	103	
			DK2 gns.	kr/MWh	287	279	292	300	265	282	298	249	266	288	300	315	331	340	352	382	383	414	414	
HØK gas kv:			N-gastarif	kr./MWh	-249	-250	-254	-258	-261	-264	-268	-271	-274	-277	-280	-283	-285	-288	-290	-292	-294	-296	-298	
			CO ₂ afgift	kr./MWh	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	
			Energiavgift	kr./MWh	-283	-287	-290	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301
			Nox-afgift	0,076 kg/MWh	kr./MWh	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	
HØK biomasse:			Biomassetarif	kr./MWh	-201	-204	-206	-209	-211	-214	-216	-219	-221	-224	-226	-229	-232	-235	-238	-240	-243	-246	-249	
			FSA	kr./MWh	-79	-89	-98	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109
			Nox-afgift	0,133 kg/MWh	kr./MWh	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4
Nordforbrænding			Tarif	kr./MWh	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	
			Affaldsvarmeafgift	kr./MWh	-142	-146	-148	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158
Træflis HPC			Tarif	kr./MWh	-201	-204	-206	-209	-211	-214	-216	-219	-221	-224	-226	-229	-232	-235	-238	-240	-243	-246	-249	
			FSA	kr./MWh	-79	-89	-98	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109
			Nox-afgift	kr./MWh	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6
N-gaskedler			Tarif	kr./MWh	-249	-250	-254	-258	-261	-264	-268	-271	-274	-277	-280	-283	-285	-288	-290	-292	-294	-296	-298	-298
			CO ₂ afgift	kr./MWh	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34
			Naturgasafgift	kr./MWh	-283	-287	-290	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301
			Nox-afgift	kr./MWh	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8
<u>Drift & vedligehold.</u>																								
HØK gas kv:			CO ₂ -kvotepris	kr./ton	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	
			CO ₂ -kvoter, tidelt	ton	21.897	18.857	15.813	12.773																
			Personale	1000 kr.	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	
			Diverse faste omkostninger	1000 kr.	-6.000	-6.060	-6.121	-6.182	-6.244	-6.306	-6.369	-6.433	-6.497	-6.562	-6.628	-6.694	-6.761	-6.829	-6.897	-6.966	-7.035	-7.106	-7.177	
			Service, faste	1000 kr.	-1.025	-1.046	-1.066	-1.088	-1.109	-1.132	-1.154	-1.177	-1.201	-1.225	-1.249	-1.274	-1.300	-1.326	-1.352	-1.380	-1.407	-1.435	-1.464	
			Service, driftsbetingede	1000 kr.	-2.163	-2.227	-2.294	-2.363	-2.434	-2.507	-2.582	-2.660	-2.739	-2.822	-2.911	-3.000	-3.091	-3.184	-3.279	-3.376	-3.474	-3.574	-3.674	
			Grundbeløb 1	1000 kr.	30.134	32.130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Grundbeløb 2	1000 kr.	640	628	616	603	592	579	568	556	544	533	522	511	500	490	480	470	460	450	441	
HØK biomasse:			Personale, udvidelse	1000 kr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Diverse faste omkostninger,	1000 kr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Vedligehold faste	1000 kr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			variable	kr./MWh	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
			Forbrugsstoffer	kr./MWh	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
			Restprodukter	kr./MWh	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Nordforbrænding			inkl.pris	kr./MWh	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	
			Træflis HPC	kr./MWh	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02
			N-gaskedler	kr./MWh	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02
Andet			1000 kr.	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Reference: Naturgaskraftvarme på HØK

Beregningsperiode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	

Investering

Reinvesteringer	1000 kr.	-21.200	-800	-4.000	-1.000				-4.000													-31.000
	1000 kr.																					0
	1000 kr.																					0
I alt	1000 kr.	-21.200	-800	0	-4.000	-1.000	0	0	0	-4.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-31.000

Finansiering

<u>Obligationslån</u>	
Type	Obligationslån, Annuitet
Kurs	100
Rente	4,0%
Løbetid år	20

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energ, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Reference: Naturgaskraftvarme på HØK

Beregningsperiode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM	
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
Virksomhedsøkonomi - Opgørelse i 1.000 kr. (fast prisniveau)																						
Elsalg																						
Høk gas	39.878	39.021	41.211	42.708	37.980	40.785	43.484	36.637	39.299	42.899	45.074	47.679	50.447	52.255	54.535	59.703	60.226	65.522	66.127	66.606	972.076	
Høk bio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tillæg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HØK gas kv:																						
N-gastarif	-67.806	-68.690	-70.298	-71.923	-73.433	-74.957	-76.497	-78.052	-79.621	-81.068	-82.528	-84.001	-85.486	-86.984	-88.209	-89.443	-90.685	-91.936	-93.195	-93.870	-1.628.682	
CO ₂ afgift	-3.431	-3.460	-3.489	-3.517	-3.546	-3.574	-3.603	-3.632	-3.660	-3.689	-3.717	-3.746	-3.774	-3.803	-3.832	-3.860	-3.889	-3.917	-3.946	-3.974	-74.059	
Energiafgift	-28.292	-28.978	-29.526	-30.922	-31.173	-31.425	-31.676	-31.927	-32.178	-32.429	-32.681	-32.932	-33.183	-33.434	-33.686	-33.937	-34.188	-34.439	-34.691	-34.942	-646.639	
Nox-afgift	-537	-541	-546	-550	-554	-559	-563	-568	-572	-577	-581	-586	-590	-595	-599	-604	-608	-613	-617	-621	-11.581	
HØK biomasse:																						
Biomassetarif	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Nox-afgift	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Affaldsvarme																						
Tarif	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-233.755
Affaldsvarmeafgift	-7.445	-7.649	-7.779	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-163.639
N-gaskedler																						
Tarif	-28.537	-28.415	-28.583	-28.743	-28.844	-28.937	-29.024	-29.105	-29.179	-29.196	-29.208	-29.214	-29.214	-29.208	-29.103	-28.993	-28.880	-28.763	-28.642	-28.338	-578.124	
CO ₂ afgift	-3.929	-3.894	-3.859	-3.824	-3.789	-3.754	-3.719	-3.684	-3.649	-3.614	-3.579	-3.544	-3.509	-3.474	-3.439	-3.404	-3.369	-3.334	-3.299	-3.264	-71.934	
Naturgasafgift	-32.395	-32.614	-32.662	-33.621	-33.313	-33.006	-32.698	-32.390	-32.083	-31.775	-31.467	-31.160	-30.852	-30.544	-30.237	-29.929	-29.622	-29.314	-29.006	-28.699	-627.386	
Nox-afgift	-430	-426	-422	-418	-414	-411	-407	-403	-399	-395	-391	-388	-384	-380	-376	-372	-369	-365	-361	-357	-7.868	
Drift- og vedligehold.																						
HØK gas kv:																						
CO ₂ -kvoter	-1.688	-1.863	-2.038	-2.214	-2.875	-2.899	-2.922	-2.945	-2.968	-2.991	-3.014	-3.038	-3.061	-3.084	-3.107	-3.130	-3.153	-3.177	-3.200	-3.223	-56.590	
Personale	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-78.000	
Diverse faste omkostninger	-6.000	-6.060	-6.121	-6.182	-6.244	-6.306	-6.369	-6.433	-6.497	-6.562	-6.628	-6.694	-6.761	-6.829	-6.897	-6.966	-7.035	-7.106	-7.177	-7.249	-132.114	
Service, fast	-1.025	-1.046	-1.066	-1.088	-1.109	-1.132	-1.154	-1.177	-1.201	-1.225	-1.249	-1.274	-1.300	-1.326	-1.352	-1.380	-1.407	-1.435	-1.464	-1.493	-24.905	
Service, driftsbetinget	-2.163	-2.227	-2.294	-2.363	-2.434	-2.507	-2.582	-2.660	-2.739	-2.822	-2.911	-3.000	-3.091	-3.184	-3.277	-3.372	-3.469	-3.568	-3.668	-3.769	-64.213	
Grundbeløb 1	30.134	32.130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62.264	
Grundbeløb 2	640	628	616	603	592	579	568	556	544	533	522	511	500	490	480	470	460	450	441	432	10.614	
HØK biomasse:																						
Personale, udvidelse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Diverse faste omkostninger,	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Vedligehold faste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
variable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Forbrugsstoffer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Restprodukter	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Nordforbrænding																						
N-gaskedler	-8.256	-8.183	-8.109	-8.036	-7.962	-7.889	-7.815	-7.742	-7.668	-7.595	-7.521	-7.448	-7.374	-7.300	-7.227	-7.153	-7.080	-7.006	-6.933	-6.859	-151.156	
Andet	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	9.520	

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Reference: Naturgaskraftvarme på HØK

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Likviditetsvirkning																						
Driftsomkostninger, sum	1000 kr.	-136.393	-137.379	-170.077	-173.481	-180.512	-179.382	-178.370	-186.916	-185.965	-183.899	-183.353	-182.395	-181.294	-181.172	-180.217	-176.394	-177.234	-173.321	-174.121	-174.297	-3.496.171
Ydelse på lån (deflateret)	1000 kr.	-1.560	-1.530	-1.501	-1.471	-1.442	-1.412	-1.384	-1.354	-1.326	-1.298	-1.271	-1.245	-1.219	-1.194	-1.169	-1.145	-1.121	-1.098	-1.075	-1.053	-25.870
Årets likviditetsvirkning	1000 kr.	-137.953	-138.909	-171.578	-174.952	-181.954	-180.795	-179.754	-188.270	-187.290	-185.197	-184.624	-183.641	-182.514	-182.366	-181.386	-177.539	-178.355	-174.419	-175.196	-175.350	-3.522.041
Resulterende produktionsomkostning - "HVISS" pris																						
	kr./MWh	-484	-488	-602	-614	-639	-635	-631	-661	-657	-650	-648	-645	-641	-640	-637	-623	-626	-612	-615	-616	-618
	omregnet kr./GJ	-135	-135	-167	-171	-177	-176	-175	-184	-183	-181	-180	-179	-178	-178	-177	-173	-174	-170	-171	-171	-172

Bilag 3.1: Beregning på biomassekraftvarme: Samfundsøkonomi, energi, miljø og virksomhedsøkonomi

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme
Energ, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi
Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Produktionsbehov																						
Nordforbrænding	MWh	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	20.200
Humblebæk	MWh	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	5.206	104.120
Fasanvænget	MWh	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	6.612	132.239
Niverød	MWh	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	8.636	172.717
Nivåvænge	MWh	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	3.761	75.222
Atoften	MWh	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	3.071	61.422
Nivå	MWh	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	32.149	642.980
Kvistgård	MWh	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	3.598	71.960
Helsingør	MWh	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	205.794	4.115.880
Horsørød	MWh	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	3.914	78.280
Hornbæk	MWh	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	30.967	619.340
Transmissionsledning	MWh	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	400.000
Varmeproduktion, i alt	MWh	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	324.718	6.494.360
Produktionsanlæg																						
Helsingør Kraftvarmeværk																						
N-gas-linje																						
Varme	44,1% Virk.grad MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EI	40,1% Virk.grad MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Brændsel	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Naturgas	11,00 kWh/m3 1000 m3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse-linje,																						
Varme	78,0% Virk.grad MWh	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	258.250	5.165.000
EI	22,9% Virk.grad MWh	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	75.820	1.516.391
Brændsel	MWh	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	331.090	6.621.795
Biomasse	2,64 MWh/ton ton	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	125.413	2.508.256
Nordforbrænding																						
Varme	72,0% Virk.grad MWh	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	52.500	1.050.000
EI	16,5% Virk.grad MWh	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	12.031	240.625
Brændsel	MWh	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	72.917	1.458.333
Affald	3,47 kWh/ton ton	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	21.000	420.000
Træflis HPC																						
Varme	1,03 Virk.grad MWh	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	8.415	168.300
Brændsel	MWh	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	8.178	163.557
Træflis	2,64 MWh/ton ton	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	3.098	61.953
N-gaskedler																						
Varme	98,0% Virk.grad MWh	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	5.553	111.060
Brændsel	11,00 MWh	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	5.666	113.327
Naturgas	kWh/m3 1000 m3	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	10.302

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energ, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

Beregningsperiode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Energi og miljø																					
Emission, Helsingør Kraftvarmeværk																					
N-gas-linje																					
CO2	56,785 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2-ækv.	0,713 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOx	0,190 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PM2,5	0,0001 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse-linje,																					
CO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2-ækv.	0,313 kg/GJ ton	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	7.464
SO2	0,007 kg/GJ ton	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	177
NOx	0,037 kg/GJ ton	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	881
PM2,5	0,005 kg/GJ ton	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	115
Emission, Nordforbrænding																					
CO2	37,000 kg/GJ ton	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	9.713	194.250
CO2-ækv.	0,378 kg/GJ ton	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	1.986
SO2	0,008 kg/GJ ton	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	44
NOx	0,102 kg/GJ ton	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	536
PM2,5	0,0003 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Emission, Træflis HPC																					
CO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2-ækv.	1,870 kg/GJ ton	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	1.101
SO2	0,025 kg/GJ ton	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
NOx	0,090 kg/GJ ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	53
PM2,5	0,0100 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
Emission, N-gaskedler																					
CO2	56,700 kg/GJ ton	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	23.132
CO2-ækv.	0,033 kg/GJ ton	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
SO2	0,000 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOx	0,042 kg/GJ ton	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
PM2,5	0,0001 kg/GJ ton	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Emission fra lokale anlæg i alt																					
CO2	ton	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	217.382
CO2-ækv.	ton	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	10.564
SO2	ton	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	235
NOx	ton	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	1.486
PM2,5	ton	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	122
Nordpool el, fortrængt af lokal el-produktion																					
CO2-ækv.	CH4+N2O kg/MWh	4,222	3,966	3,735	3,074	2,814	2,957	3,052	3,074	3,226	3,375	3,526	3,657	3,805	3,971	4,111	4,267	4,250	4,304	4,284	4,284
SO2	kg/MWh	0,156	0,145	0,132	0,130	0,120	0,120	0,123	0,107	0,097	0,096	0,096	0,095	0,096	0,094	0,094	0,096	0,096	0,083	0,083	0,083
NOx	kg/MWh	0,375	0,344	0,319	0,306	0,283	0,295	0,290	0,272	0,281	0,289	0,300	0,307	0,319	0,324	0,325	0,339	0,341	0,340	0,339	0,339
PM2,5	kg/MWh	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
CO2-ækv.	ton	-370,9	-348,4	-328,2	-270,0	-247,2	-259,8	-268,1	-270,0	-283,4	-296,5	-309,8	-321,3	-334,3	-348,9	-361,2	-374,9	-373,3	-378,1	-376,3	-376,3
SO2	ton	-13,7	-12,8	-11,6	-11,4	-10,5	-10,5	-10,8	-9,4	-8,5	-8,4	-8,5	-8,3	-8,4	-8,3	-8,2	-8,4	-8,4	-7,3	-7,3	-7,3
NOx	ton	-32,9	-30,2	-28,0	-26,9	-24,9	-25,9	-25,5	-23,9	-24,7	-25,4	-26,4	-27,0	-28,0	-28,5	-28,6	-29,8	-30,0	-29,9	-29,7	-29,7
PM2,5	ton	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Emission, varmeproduktion, netto																					
CO2	ton	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	10.869	217.382
CO2-ækv.	ton	157	180	200	258	281	268	260	258	245	232	218	207	194	179	167	153	155	150	152	152
SO2	ton	-2	-1	0	0	1	1	1	2	3	3	3	3	3	3	4	3	3	4	5	5
NOx	ton	41	44	46	47	49	48	49	50	49	48	47	46	46	46	45	44	44	45	45	45
PM2,5	ton	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	113

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme
Energ, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi
Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM	
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036		
Samfundsøkonomi																							
Prisudvikling	Pct./år	1,96	1,94	2,04	2,00	2,10	2,04	2,22	2,13	2,12	2,12	2,11	2,11	2,12	2,12	2,12	2,11	2,12	2,11	2,12	2,11		
	Deflator	1,00	1,020	1,019	1,020	1,020	1,021	1,020	1,022	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021	1,021		
Brændselspriser if. Energistyrelsen																							
N-gas k/v	kr./GJ	-60,0	-60,3	-61,2	-62,1	-62,9	-63,7	-64,5	-65,3	-66,1	-66,8	-67,4	-68,1	-68,8	-69,5	-69,9	-70,4	-70,8	-71,3	-71,8	-71,8		
Biomasse kv	kr./GJ	-50,1	-50,6	-51,2	-51,8	-52,4	-53,0	-53,7	-54,3	-54,9	-55,6	-56,3	-56,9	-57,6	-58,3	-59,0	-59,7	-60,4	-61,2	-61,9	-61,9		
Nordforbrænding	kr./GJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Træflis HPC	kr./GJ	-50,1	-50,6	-51,2	-51,8	-52,4	-53,0	-53,7	-54,3	-54,9	-55,6	-56,3	-56,9	-57,6	-58,3	-59,0	-59,7	-60,4	-61,2	-61,9	-61,9		
N-gaskedler	kr./GJ	-63,5	-63,8	-64,7	-65,6	-66,4	-67,2	-68,0	-68,8	-69,6	-70,3	-70,9	-71,6	-72,3	-73,0	-73,4	-73,9	-74,3	-74,8	-75,3	-75,3		
El-salg	Nordpool	kr./MWh	351	340	356	366	323	344	364	304	324	351	366	384	403	415	430	467	467	505	506	506	
Skadesvirkning	CO2+ækv. (ber.pris)	kr./ton	-140	-155	-173	-190	-196	-202	-209	-215	-221	-228	-234	-240	-247	-253	-259	-266	-272	-278	-285	-285	
	SO2	kr./kg	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	
	NOx	kr./kg	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	-49	
	PM2,5	kr./kg	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	-88	
Omgregning 2011 til 2014 prisniveau	faktor	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590		
Nuværdi																							
	For perioden	2017 - 2036	Kalkulationsrente 4%																			Nuværdi	
Opgørelse i faktorpriser, 1.000 kr.																							
N-gas k/v		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Biomasse kv		-63.176	-63.904	-64.651	-65.408	-66.175	-66.953	-67.743	-68.544	-69.358	-70.181	-71.017	-71.866	-72.727	-73.601	-74.487	-75.386	-76.298	-77.224	-78.164	-78.164	-1.415.029	-947.097
Nordforbrænding		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Træflis HPC		-1.560	-1.578	-1.597	-1.616	-1.635	-1.654	-1.673	-1.693	-1.713	-1.733	-1.754	-1.775	-1.796	-1.818	-1.840	-1.862	-1.885	-1.907	-1.931	-1.931	-34.951	-23.393
N-gaskedler		-1.372	-1.378	-1.398	-1.418	-1.435	-1.452	-1.469	-1.486	-1.503	-1.518	-1.533	-1.547	-1.562	-1.577	-1.586	-1.596	-1.606	-1.616	-1.626	-1.626	-30.304	-20.339
El-salg		32.626	31.661	33.164	34.089	30.071	32.034	33.883	28.324	30.144	32.651	34.042	35.735	37.523	38.576	39.959	43.421	43.480	46.958	47.049	47.049	732.437	482.900
Drift og vedligehold (sum fra virksomhedsøks.)		-17.735	-17.775	-19.531	-19.600	-19.670	-19.740	-19.811	-19.883	-19.956	-20.030	-20.104	-20.180	-20.256	-20.333	-20.411	-20.490	-20.570	-20.650	-20.732	-20.815	-398.272	-268.445
Drift i alt		-51.218	-52.976	-54.013	-53.952	-58.843	-57.765	-56.813	-63.283	-62.387	-60.812	-60.367	-59.633	-58.819	-58.753	-58.366	-55.913	-56.879	-54.440	-55.403	-55.486	-1.146.120	-776.375
Investering		-524.000	0	0	0	0	0	0	0	-4.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-528.000	-526.923
Scrapværdi																					0	0	
Samfundsøkonomi - opgørelse i beregningspriser, 1.000 kr.																							
Brændsel, d&v, invest, scrap	117%	-673.005	-61.981	-63.195	-63.124	-68.846	-67.585	-66.472	-74.042	-77.672	-71.150	-70.629	-69.771	-68.818	-68.741	-68.288	-65.418	-66.548	-63.694	-64.822	-64.919	-1.958.720	-1.524.858
Forvridningstab, statsafgift	20%	5.602	6.107	6.531	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	7.150	139.783	94.163
Skadesvirkning	CO2+ækv	-1.632	-1.819	-2.024	-2.237	-2.316	-2.388	-2.461	-2.535	-2.607	-2.678	-2.749	-2.820	-2.891	-2.961	-3.032	-3.102	-3.177	-3.249	-3.323	-3.323	-53.326	-34.779
	SO2	147	77	-9	-25	-97	-96	-74	-183	-250	-256	-255	-265	-256	-268	-272	-257	-258	-346	-348	-348	-3.639	-2.066
	NOx	-2.148	-2.288	-2.403	-2.462	-2.566	-2.512	-2.536	-2.619	-2.576	-2.542	-2.490	-2.458	-2.402	-2.378	-2.375	-2.313	-2.303	-2.307	-2.314	-2.314	-48.305	-32.881
	PM2,5	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-524	-10.475	-7.118
Samfundsøkonomi, i alt		-671.559	-60.428	-61.624	-61.223	-67.199	-65.956	-64.917	-72.752	-76.479	-70.000	-69.497	-68.689	-67.742	-67.723	-67.341	-64.465	-65.660	-62.970	-64.181	-64.278	-1.934.683	-1.507.540

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Virksomhedsøkonomi - Priser m.v. (fast prisniveau)																						
Prisudvikling		Pct/år	1,96	1,94	2,04	2,00	2,10	2,04	2,22	2,13	2,12	2,12	2,11	2,11	2,12	2,12	2,11	2,12	2,11	2,12	2,11	2,11
		Deflator	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Ens index (2013=1)		Elpris	0,97	0,95	0,99	1,02	0,90	0,96	1,01	0,85	0,90	0,97	1,02	1,07	1,12	1,15	1,19	1,30	1,30	1,40	1,40	1,40
		Gaspris	1,01	1,01	1,03	1,04	1,05	1,07	1,08	1,09	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19	1,19	1,20	1,20
		Træflispris	1,05	1,06	1,07	1,08	1,10	1,11	1,12	1,14	1,15	1,16	1,18	1,19	1,20	1,22	1,23	1,25	1,26	1,28	1,29	1,29
Elpris		HØK gas	kr/MWh	365	355	371	382	337	359	379	317	338	366	381	400	420	432	447	486	487	526	527
		HØK bio	kr/MWh	310	301	315	324	286	304	322	269	286	310	323	339	356	366	379	412	413	446	447
		Tillæg til biomasse el	kr/MWh	150	147	144	141	139	136	133	130	127	125	122	120	117	115	112	110	108	106	103
		DK2 gns.	kr/MWh	287	279	292	300	265	282	298	249	266	288	300	315	331	340	352	382	383	414	414
				459,81	447,76	459,23	465,14	424,20	440,00	454,83	399,15	413,72	434,88	445,50	459,05	473,55	481,11	491,86	522,41	520,69	551,48	550,16
HØK gas kv:		N-gastarif	kr./MWh	-249	-250	-254	-258	-261	-264	-268	-271	-274	-277	-280	-283	-285	-288	-290	-292	-294	-296	-298
		CO ₂ afgift	kr./MWh	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34
		Energiavgift	kr./MWh	-283	-287	-290	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301
		Nox-afgift	0,076 kg/MWh	kr./MWh	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
HØK biomasse:		Biomassetarif	kr./MWh	-201	-204	-206	-209	-211	-214	-216	-219	-221	-224	-226	-229	-232	-235	-238	-240	-243	-246	-249
		FSA	kr./MWh	-79	-89	-98	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109
		Nox-afgift	0,133 kg/MWh	kr./MWh	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4
Nordforbrænding		Tarif	kr./MWh	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223	-223
		Affaldsvarmeafgift	kr./MWh	-142	-146	-148	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158	-158
Træflis HPC		Tarif	kr./MWh	-201	-204	-206	-209	-211	-214	-216	-219	-221	-224	-226	-229	-232	-235	-238	-240	-243	-246	-249
		FSA	kr./MWh	-79	-89	-98	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109
		Nox-afgift	kr./MWh	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6	-8,6
N-gaskedler		Tarif	kr./MWh	-249	-250	-254	-258	-261	-264	-268	-271	-274	-277	-280	-283	-285	-288	-290	-292	-294	-296	-298
		CO ₂ afgift	kr./MWh	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34	-34
		Naturgasafgift	kr./MWh	-283	-287	-290	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301	-301
		Nox-afgift	kr./MWh	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8
Drift & vedligehold.																						
HØK gas kv:		CO ₂ -kvotepris	kr./ton	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50	-50
		CO ₂ -kvoter, tildelt	ton	21.897	18.857	15.813	12.773															
		Personale	1000 kr.	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900
		Diverse faste omkostninger	1000 kr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Service, faste	1000 kr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Service, driftsbetingede	1000 kr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Grundbeløb 1	1000 kr.	30.134	32.130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Grundbeløb 2	1000 kr.	640	628	616	603	592	579	568	556	544	533	522	511	500	490	480	470	460	450	441
HØK biomasse:		Personale, udvidelse	1000 kr.	-2.100	-2.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100
		Diverse faste omkostninger,	1000 kr.	-5.300	-5.320	-5.340	-5.361	-5.381	-5.402	-5.423	-5.444	-5.466	-5.487	-5.509	-5.531	-5.554	-5.576	-5.599	-5.622	-5.645	-5.669	-5.692
		Vedligehold faste	1000 kr.	-1.025	-1.046	-1.066	-1.088	-1.109	-1.132	-1.154	-1.177	-1.201	-1.225	-1.249	-1.274	-1.300	-1.326	-1.352	-1.380	-1.407	-1.435	-1.464
		variable	kr./MWh	-8,2	-8,2	-16,4	-16,5	-16,6	-16,6	-16,7	-16,8	-16,9	-17,0	-17,1	-17,2	-17,3	-17,4	-17,5	-17,6	-17,7	-17,8	-17,9
		Forbrugsstoffer	kr./MWh	-2,36	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4
		Restprodukter	kr./MWh	-4,06	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1
Nordforbrænding		Træflis HPC	kr./MWh	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60	-75,60
		N-gaskedler	kr./MWh	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02	-20,02
Andet			1000 kr.	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme
 Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi
 Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

Beregningsperiode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	

Investering

Ny biofyret linje	1000 kr.	-524.000																				-528.000	
	1000 kr.																						0
	1000 kr.																						0
I alt	1000 kr.	-524.000	0	0	0	0	0	0	0	-4.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-528.000	

Finansiering

<u>Obligationslån</u>	
Type	Obligationslån, Annuitet
Kurs	100
Rente	4,0%
Løbetid år	20

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energ, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

Beregningsperiode	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Virksomhedsøkonomi - Opgørelse i 1.000 kr. (fast prisniveau)																					
Elsalg																					
Høk gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Høk bio	23.489	22.794	23.877	24.543	21.650	23.063	24.394	20.392	21.702	23.507	24.509	25.727	27.015	27.773	28.768	31.261	31.303	33.808	33.873	33.873	527.321
Tillæg	11.373	11.155	10.942	10.724	10.513	10.297	10.091	9.871	9.666	9.465	9.269	9.077	8.890	8.705	8.525	8.348	8.175	8.005	7.839	7.677	188.608
HØK gas kv:																					
N-gastarif	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO ₂ afgift	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energifgift	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nox-afgift	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HØK biomasse:																					
Biomassetarif	-66.710	-67.479	-68.267	-69.067	-69.877	-70.699	-71.533	-72.379	-73.238	-74.108	-74.990	-75.886	-76.796	-77.719	-78.654	-79.603	-80.567	-81.544	-82.537	-82.537	-1.494.188
FSA	-16.895	-19.102	-21.005	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-23.440	-455.489
Nox-afgift	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-1.142	-22.839
Affaldsvarme																					
Tarif	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-11.688	-233.755
Affaldsvarmeafgift	-7.445	-7.649	-7.779	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-8.280	-163.639
N-gaskedler																					
Tarif	-1.411	-1.418	-1.439	-1.460	-1.479	-1.498	-1.516	-1.535	-1.554	-1.570	-1.586	-1.602	-1.618	-1.634	-1.644	-1.655	-1.666	-1.676	-1.687	-1.687	-31.333
CO ₂ afgift	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-194	-3.886
Naturgasafgift	-1.602	-1.627	-1.645	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-1.708	-33.915
Nox-afgift	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-425
Drift- og vedligehold.																					
HØK gas kv:																					
CO ₂ -kvoter	1.095	943	791	639	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.467
Personale	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-3.900	-78.000
Diverse faste omkostninger	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service, fast	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service, driftsbetinget	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grundbeløb 1	30.134	32.130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62.264
Grundbeløb 2	640	628	616	603	592	579	568	556	544	533	522	511	500	490	480	470	460	450	441	432	10.614
HØK biomasse:																					
Personale, udvidelse	-2.100	-2.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-1.100	-24.000
Diverse faste omkostninger,	-5.300	-5.320	-5.340	-5.361	-5.381	-5.402	-5.423	-5.444	-5.466	-5.487	-5.509	-5.531	-5.554	-5.576	-5.599	-5.622	-5.645	-5.669	-5.692	-5.716	-110.038
Vedligehold faste	-1.025	-1.046	-1.066	-1.088	-1.109	-1.132	-1.154	-1.177	-1.201	-1.225	-1.249	-1.274	-1.300	-1.326	-1.352	-1.380	-1.407	-1.435	-1.464	-1.493	-24.905
variable	-2.715	-2.715	-5.430	-5.457	-5.484	-5.512	-5.539	-5.567	-5.595	-5.623	-5.651	-5.679	-5.708	-5.736	-5.765	-5.794	-5.823	-5.852	-5.881	-5.910	-107.434
Forbrugsstoffer	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-781	-15.617
Restprodukter	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-1.345	-26.909
Nordforbrænding																					
N-gaskedler	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-408	-8.166
Andet	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	9.520

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

27. marts 2014

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Likviditetsvirkning																						
Driftsomkostninger, sum	1000 kr.	-57.477	-59.811	-95.850	-99.457	-104.110	-103.835	-103.645	-108.817	-108.674	-108.040	-108.219	-108.190	-108.103	-108.556	-108.775	-107.507	-108.701	-107.445	-108.640	-108.895	-2.032.746
Ydelse på lån (deflateret)	1000 kr.	-38.557	-37.816	-37.097	-36.356	-35.642	-34.910	-34.211	-33.466	-32.769	-32.090	-31.425	-30.774	-30.139	-29.512	-28.900	-28.302	-27.715	-27.140	-26.578	-26.025	-639.424
Årets likviditetsvirkning	1000 kr.	-96.033	-97.627	-132.947	-135.813	-139.751	-138.745	-137.856	-142.283	-141.443	-140.130	-139.644	-138.964	-138.241	-138.068	-137.675	-135.808	-136.417	-134.585	-135.218	-134.920	-2.672.169
Resulterende produktionsomkostning - "HVISS" pris																						
	kr./MWh	-304	-309	-420	-429	-442	-439	-436	-450	-447	-443	-441	-439	-437	-437	-435	-429	-431	-425	-427	-427	-422
	omregnet kr./GJ	-84	-86	-117	-119	-123	-122	-121	-125	-124	-123	-123	-122	-121	-121	-121	-119	-120	-118	-119	-118	-117

Bilag 3.2: Biomassekraftvarme: Produktionspris ved fast afvikling af lån

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

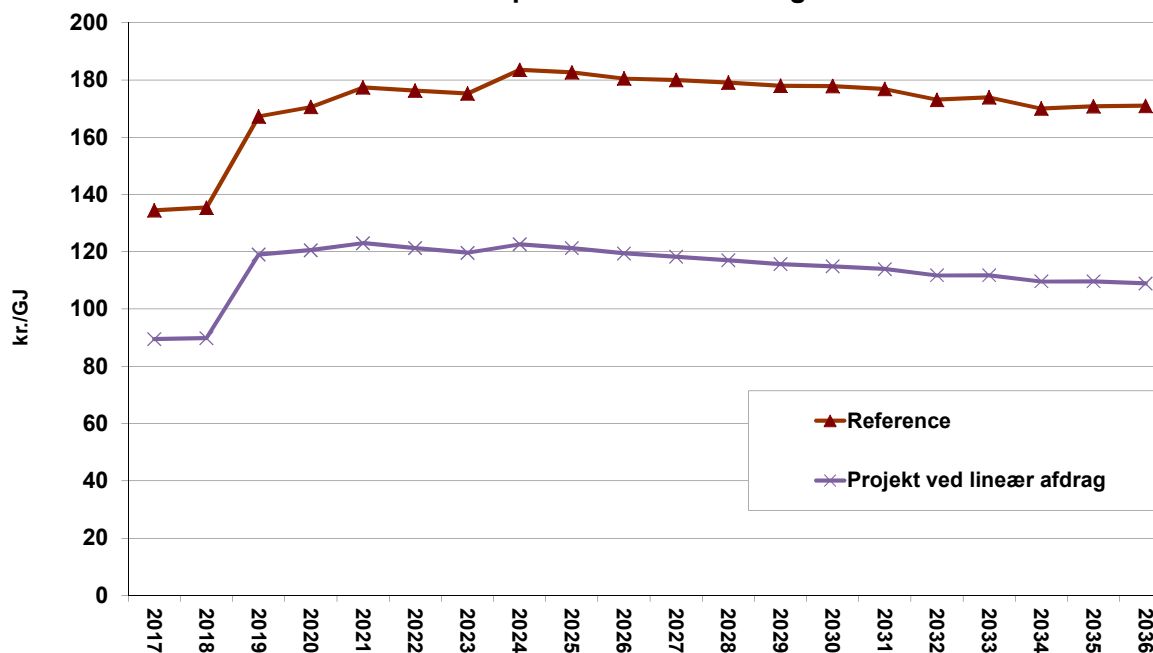
Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

27. marts 2014

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
HVISS-pris ved lineær afdrag i stedet for lineær ydelse																						
<i>(fast prisniveau)</i>																						
Driftsomkostninger, sum	1000 kr.	-57.477	-59.811	-95.850	-99.457	-104.110	-103.835	-103.645	-108.817	-108.674	-108.040	-108.219	-108.190	-108.103	-108.556	-108.775	-107.507	-108.701	-107.445	-108.640	-108.895	-2.032.746
Investering	1000 kr.	-524.000	0	0	0	0	0	0	0	-4.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-528.000
Afdrag, lineær - deflateret	1000 kr.	-26.200	-25.697	-25.208	-24.705	-24.219	-23.722	-23.247	-22.741	-22.463	-21.997	-21.541	-21.095	-20.660	-20.230	-19.811	-19.401	-18.999	-18.604	-18.219	-17.840	-436.599
Restgæld - deflateret	1000 kr.	-497.800	-462.544	-428.539	-395.273	-363.287	-332.107	-302.207	-272.890	-244.742	-217.671	-191.619	-166.557	-142.458	-119.266	-96.982	-75.572	-55.009	-35.262	-16.313	1.866	-4.414.230
Rente 4,0%	1000 kr.	-20.960	-19.530	-18.150	-16.799	-15.500	-14.233	-13.018	-11.825	-10.688	-9.587	-8.526	-7.506	-6.525	-5.580	-4.672	-3.799	-2.960	-2.155	-1.381	-639	-194.033
Resultat	1000 kr.	-104.637	-105.037	-139.208	-140.961	-143.829	-141.790	-139.910	-143.383	-141.825	-139.624	-138.287	-136.792	-135.287	-134.366	-133.257	-130.706	-130.660	-128.204	-128.240	-127.374	-2.663.378
Resulterende "HVISS" pris	kr./MWh	-322	-323	-429	-434	-443	-437	-431	-442	-437	-430	-426	-421	-417	-414	-410	-403	-402	-395	-395	-392	-410
	omregnet kr./GJ	-90	-90	-119	-121	-123	-121	-120	-123	-121	-119	-118	-117	-116	-115	-114	-112	-112	-110	-110	-109	-114

"HVISS" pris ved lineær afdrag



Bilag 3.3: Biomassekraftvarme: Produktionspris med og uden Forsyningssikkerhedsafgift

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

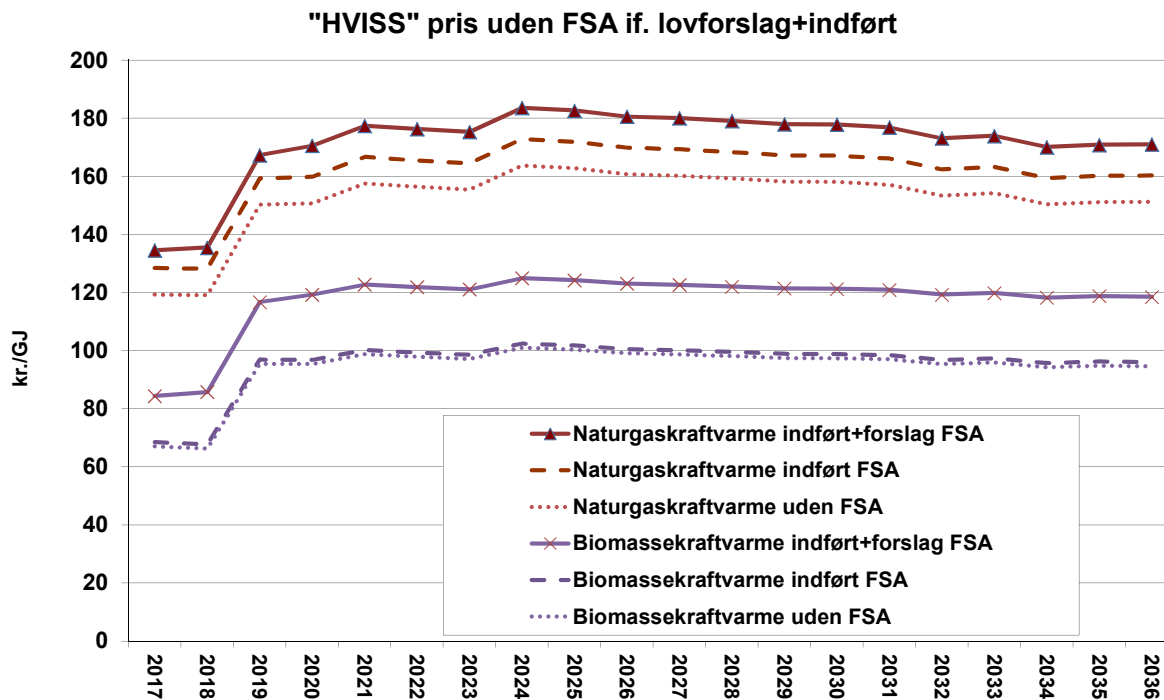
Fornylse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Energi, miljø, samfundsøkonomi og virksomhedsøkonomi

Projekt: Biomassekraftvarme på HØK

7. april 2014

Beregningsperiode		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	SUM
År		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Gns.
HVISS-pris uden Forsyningssikkerhedsafgift (FSA) ifølge lovforslag + indført på fossile brændsler																						
<i>(fast prisniveau)</i>																						
Natugaskraftvarme																						
Resultat	1000 kr.	-122.354	-122.159	-154.060	-154.537	-161.554	-160.410	-159.384	-167.915	-166.950	-164.872	-164.314	-163.345	-162.233	-162.100	-161.136	-157.303	-158.135	-154.214	-155.005	-155.174	-3.127.153
Resulterende "HVISS" pris	kr./GJ	-119	-119	-150	-151	-158	-156	-155	-164	-163	-161	-160	-159	-158	-158	-157	-153	-154	-150	-151	-151	-152
Biomassekraftvarme																						
Resultat	1000 kr.	-76.304	-75.461	-108.732	-108.597	-112.535	-111.529	-110.640	-115.067	-114.227	-112.914	-112.428	-111.748	-111.025	-110.852	-110.459	-108.592	-109.201	-107.369	-108.002	-107.704	-2.143.386
Resulterende "HVISS" pris	kr./GJ	-67	-66	-95	-95	-99	-98	-97	-101	-100	-99	-99	-98	-98	-97	-97	-95	-96	-94	-95	-95	-94



Bilag 4: Sammenstilling af beregningsresultater for samfundsøkonomi

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

Hovedresultater: naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme

Energi- og miljøkonsekvenser over 20 år

	HØK Naturgas	HØK Biomasse	Difference
<u>Varmeproduktion på anlæg,</u>	MWh	MWh	MWh
HØK N-gas-linje	2.591.600	0	-2.591.600
HØK Biomasse-linje,	0	5.165.000	5.165.000
Nordforbrænding	1.050.000	1.050.000	0
Træflis HPC	797.000	168.300	-628.700
N-gaskedler	2.055.760	111.060	-1.944.700
Ændring i samlet varmeproduktion	6.494.360	6.494.360	0
<u>Brændselsforbrug på anlæg,</u>	MWh	MWh	MWh
HØK N-gas-linje	5.875.720	0	-5.875.720
HØK Biomasse-linje,	0	6.621.795	6.621.795
Nordforbrænding	1.458.333	1.458.333	0
Træflis HPC	774.538	163.557	-610.982
N-gaskedler	2.097.714	113.327	-1.984.388
Ændring i samlet brændselsforbrug	10.206.306	8.357.012	-1.849.294
<u>El-produktion på anlæg,</u>	MWh	MWh	MWh
HØK N-gas-linje	2.355.818	0	-2.355.818
HØK Biomasse-linje,	0	1.516.391	1.516.391
Ændring i samlet el-produktion	2.355.818	1.516.391	-839.427
<u>Ændring i samlet emission</u>	ton	ton	ton
CO2 lokale anlæg	1.823.578	217.382	-1.606.195
CO2ækv. (CH4, N2O)	12.911	4.068	-8.843
SO2	-160	47	207
NOx	4.299	931	-3.369
PM2,5	18,0	112,7	94,7

Brændselsforbruget omfatter alene lokale anlæg inkl. brændsel til el-produktion

CO₂-emissionen som vist, omfatter ovennævnte anlæg, uden hensyn til kvotemekanismen

CO₂ i elsystemet, som følge af elproduktionen, opgøres ikke pga. kvote-mekanismen.

Den samfundsøkonomiske elpris indeholder tillæg til kvoter.

SO₂- og NO_x-emission fra lokale anlæg er modregnet emission fra en tilvarende el-produktion i nettet.

Helsingør Kraftvarmeværk A/S

Fornyelse af Helsingør Kraftvarmeværk med biomassekraftvarme

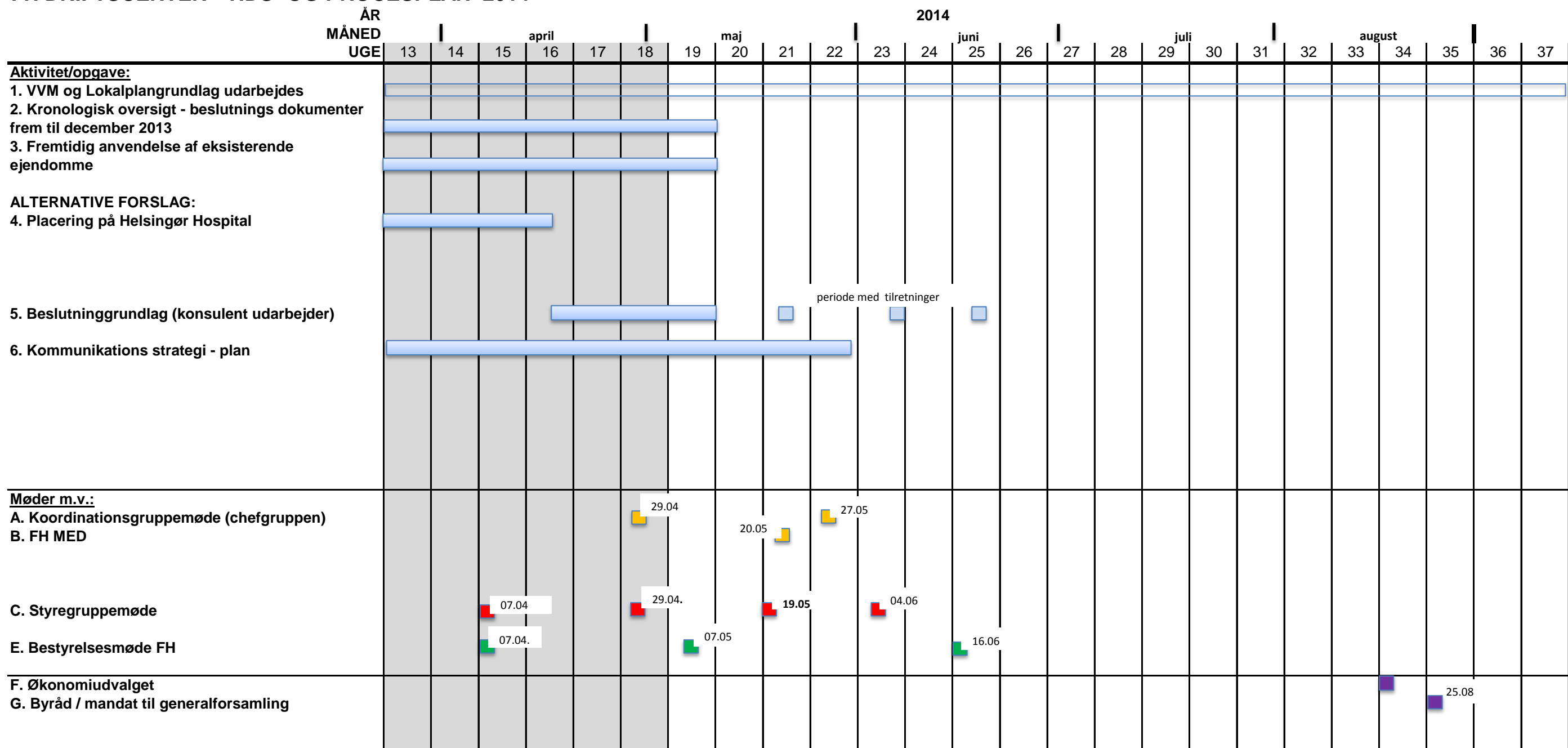
Hovedresultater: naturgaskraftvarme og biomassekraftvarme

Samfundsøkonomi, nuværdi over 20 år

	Reference	Projektforslag	
	HØK Naturgas 1.000. kr.	HØK Biomasse 1.000. kr.	Difference Fjv.-Indv. 1.000. kr.
Brændsel	-1.484.629	-990.829	493.800
El-salg	710.784	482.900	-227.884
Drift og vedligehold	-337.712	-268.445	69.267
Investering	-29.303	-526.923	-497.620
Scrapværdi	0	0	0
Brændsel, d&v, invest, sum i faktorpriser	-1.140.861	-1.303.298	-162.437
Brændsel, d&v, invest, sum i beregningspriser **	-1.334.807	-1.524.858	-190.051
Forvridningstab, statsafgift	229.434	94.163	-135.271
CO2-omkostning	-288.195	-34.779	253.416
SO2-omkostning	8.877	-2.066	-10.943
NOx-omkostning	-150.741	-32.881	117.860
PM2,5-omkostning	-1.144	-7.118	-5.974
Samfundsøkonomi, i alt i beregningspriser	-1.536.576	-1.507.540	29.037

** Beregningspriser = faktorpriser x 117% nettoafgiftsfaktor

FH DRIFTSCENTER - TIDS- OG PROCESPLAN 2014



cfr 24.03.2014

Bemærkninger:

Rev. C: 30.04.2014

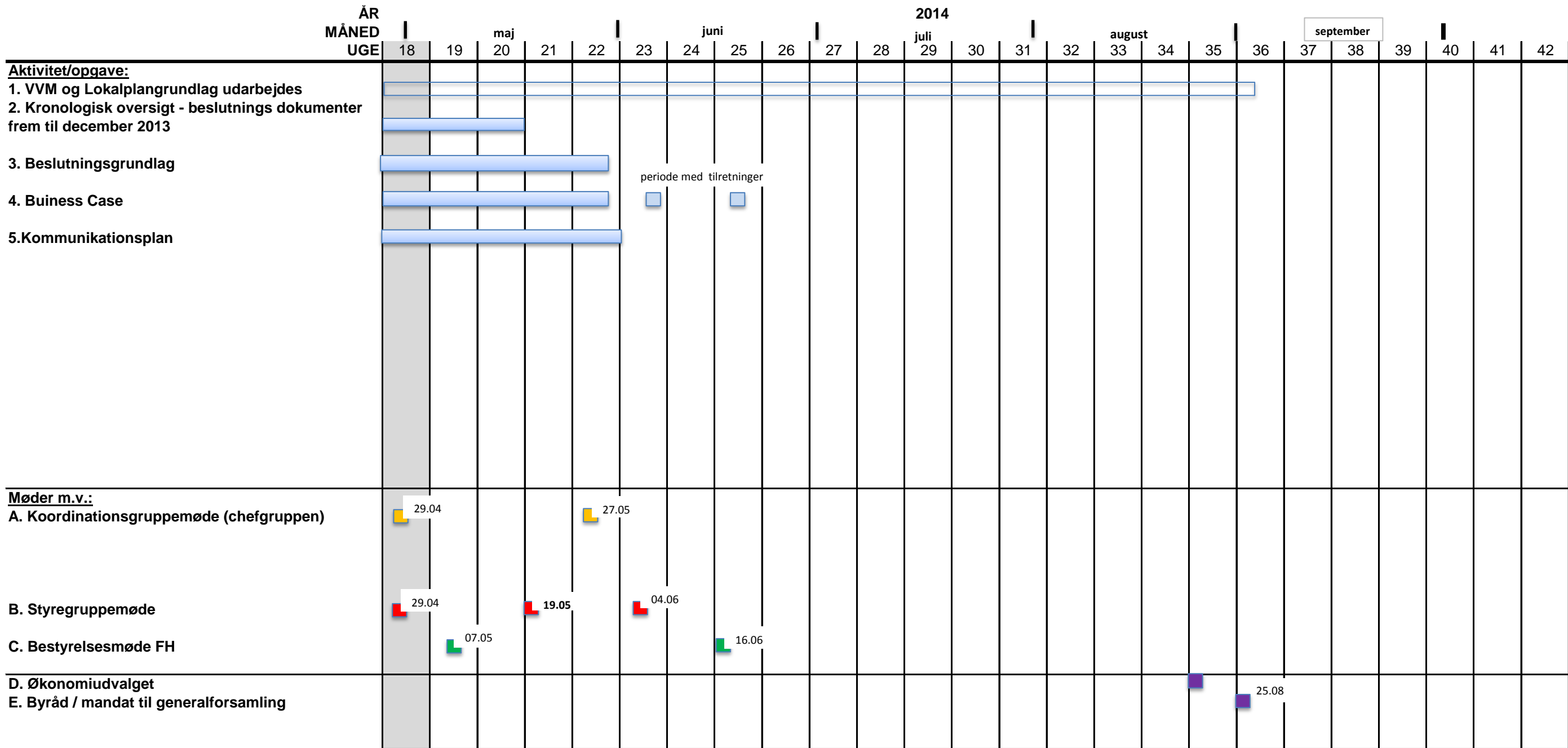
Rev C.: Alle positioner i tidsplanen er rettet (ny tidsplan)

|

|

|

FH GENBRUGSPLADS - TIDS- OG PROCESPLAN 2014



periode med tilretninger

cfr 30.04.2014

Bemærkninger:

|

|

|

|