

AFKLARENDE SPØRGSMÅL TIL PROJEKTFORSLAG FOR VASSINGRØD ENERGI PARK

20. juli 2017

Projekt nr. 227336

Version 1

Dokument nr. 1223556026

Version 4

Udarbejdet af CAC

Kontrolleret af CKD

Godkendt af NBA

1 SAMMENFATNING OG VURDERING

NIRAS vurderer ikke, at der er tilstrækkeligt grundlag for at godkende projektforslaget på det foreliggende grundlag, da der både gennem høringsvar og ved NIRAS gennemgang af projektforslaget er rejst begrundet tvivl om forudsætninger og beregninger. Før projektforslaget kan godkendes skal der skabes klarhed om:

- hvorvidt projektet hører under et centralt eller decentralt forsyningsområde, hvilket er afgørende for godkendelse af anlægstype og brændselsvalg.
- hvorvidt det er det korrekte referencescenarium for forsyningen som er anvendt i de samfundsøkonomiske beregninger, idet det bemærkes, at referencen i det seneste projektforslag er ændret til 50% forsyning fra det nye biomasse kraftvarmeværk i Hillerød. Denne forsyning er samfundsøkonomisk mindre fordelagtig end egen forsyning baseret på naturgas, hvilket bør belyses i projektforslaget.
- hvorvidt det er muligt at få den tilstrækkelige mængde have-park-affald til den forudsatte pris over en 20-årig periode. Forudsætningen om forsyning med billigt have-park-baseret brændsel til en pris affald svarende til ca. 40% af prisen på træflis er meget afgørende for projektets rentabilitet. Vestforbrænding har anført i deres seneste høringsvar, at dette ikke er retvisende i forhold til den aktuelle forsyningsituation i Hovedstadsområdet .
- øvrige forhold omkring forudsætninger om investeringsomkostninger og dokumentation af beregningerne, herunder de forudsatte reinvesteringer i såvel projekt som reference.

For at kunne foretage en vurdering af det indkomne projektforslag anbefales det at nedenstående spørgsmål besvares, og at der udarbejdes en opdateret samfundsøkonomisk analyse.

Der bør yderligere udarbejdes følsomhedsberegninger med udgangspunkt i et de opdaterede samfundsøkonomiske beregninger for at belyse projektets robusthed.

2 PROCES

Farum Fjernvarme A.M.B.A og I/S Norfors har afleveret et projektforslag for Vassingørød Energipark til Allerød kommune d. 29. august 2016. Projektforslaget er udarbejdet af SWECO og DFP.

Projektforslaget blev sendt i høring d. 25. oktober 2016, og der er modtaget høringssvar fra HMN GasNet (dateret 23. november 2016), Vestforbrænding (dateret 23. november 2016) og Furesø Kommune (dateret 22. november 2016).

SWECO har den 2. og 8. december 2016 indsendt notater hvor man kommenterer på de indkomne høringssvar.

Vestforbrænding har d. 9. februar 2017 kommenteret på SWECOs notat af 2. december 2016.

NIRAS har på vegne af Allerød Kommune gennemgået projektforslaget, de indkomne høringssvar, SWECOs svar på høringssvar samt Vestforbrændings opfølgende kommentarer. NIRAS notat blev af Allerød Kommune fremsendt til Farum Fjernvarme d. 21. marts 2017.

Farum Fjernvarme har via Energi&Miljø Advokaterne redegjort for en række af de rejste spørgsmål i et brev til Allerød kommune d. 19. maj 2017.

D. 16. juni 2017 har Farum Fjernvarme A.M.B.A og I/S Norfors indlevet et opdateret projektforslag. Projektforslaget er udsendt i høring, og kommenteret af , Furesø Kommune den 6. juli 2017, HMN den 7. juli 2017 og Vestforbrænding den 12. juli 2017. Fælles for de indgivne høringssvar er, at de savner behandling af tidligere indsendte høringssvar og at de har væsentlige bemærkninger til forudsætningerne i det nyeste projektforslag.

Dette notat omhandler uklarheder omkring antagelser anvendt i projektforslaget af d. 16. juni 2017.

3 CENTRAL VS. DECENTRAL FORSYNING

Farum fjernvarme er tilsluttet fjernvarmenettene i såvel Hillerød som Storkøbenhavn via transmissionsledninger. Projekt forslaget forudsætter, at forbindelsen til Storkøbenhavn via Værløse ikke benyttes. Det er dog tvivlsomt, om et fjernvarmesystem kan fra-

vælge at benytte sådanne forbindelser i en samfundsøkonomisk vurdering. De fysiske forbindelser findes og bør indgå i optimering af forsyningen.

I det konkrete tilfælde tyder årsregnskaberne på, at det er fordelagtigt at indkøbe ca. 60% af varmebehovet fra især Vestforbrænding. Derfor kan der stilles spørgsmål til om Farum fjernvarme ikke kan anses for at indgå i et centralt kraftvarmeområde. Det er tidligere blevet fremført, at Farum Fjernvarme afregner sin indkøbte varme med Hille-rød Forsyning. Vestforbrænding har i sine høringssvar fremført, at den fysiske levering af den varme, som ikke produceres lokalt i Farum sker via den rørledning til Værløse og videre til Vestforbrænding, som blev færdiggjort i 2012.

Dansk Fjernvarme har i samarbejde med Rambøll udarbejdet en vejledning til kommuner i sagsbehandling i henhold til projektbekendtgørelsen¹. Det fremgår heraf, at et nyt produktionsanlæg, som opføres til forsyning af et eksisterende varmebehov som grundlast i et centralt kraftvarmeområde, skal opføres som et kraftvarmeanlæg hvis brændslet er biomasse. Det er også tilladt at etablere ny produktionskapacitet som rent varmeproducerende enheder, blot kun med naturgas og olie som brændsler.

Det relevante scenarie for ny fjernvarmeproduktion til Farum Fjernvarme vil jf. denne vejledning derfor være løsningen med ORC til kraftvarme, ikke det rent varmeproducerende anlæg.

NIRAS har forespurgt Energistyrelsen om Dansk Fjernvarmes fortolkning af projektbekendtgørelsen er korrekt, og om et fjernvarmeselskab som er tilsluttet et centralt kraftvarmeområde kan fravælge forsyning herfra i en samfundsøkonomisk beregning. Energistyrelsen har i juni 2017 anført, at spørgsmålet fortsat er under behandling.

4 OPSTILING AF REFERENCESCENARIET

4.1 Varmeforsyning

I projektforslaget er reference scenariet (den fremtidige varmeproduktion i projektområdet uden opførelse af biomasseværket), beregnet som værende 50 % produceret på naturgasfyrede kedler samt 50 % varmekøb fra Hillerød Fjernvarme.

Jf. høringssvaret fra Vestforbrænding dateret 9. februar 2017, har Vestforbrænding leveret hhv. 40.665 MWh, 51.675 MWh og 49.556 MWh til Farum Fjernvarme i 2014, 2015 og 2016.

¹ http://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/videnom/til_kommuner/nemmere-kommunal-sagsbehandling-af-fjernvarmev%C3%A6rker/1_varmeforsyningsloven-og-projektbekendtg%C3%B8relsen---final-2-udgave-web.pdf

Jf. notat af Energi&Miljø dateret 19. maj, vil det ikke være selskabsøkonomisk rentabelt at aftage varme fra Vestforbrænding, idet ”den gennemsnitlige varmepris på årsbasis i referencen med biomassebaseret kraftvarme fra Hillerød i sommermånederne samt spids- og reservelast på Farum Fjernvarmes egne naturgaskedler ligger væsentligt under den pris, der kan opnås hos Vestforbrænding.”

Farum fjernvarme har begrundet valget af referencescenarie med, at det er kommercielt mest attraktivt at modtage sommervarme fra Hillerød. Dette kan skyldes, at Hillerød Varme opererer , med en sommer- og vintertarif². Sommer-tariffen gælder april-oktober, hvor typisk 25% af årets samlede varmebehov forefindes. Det afgørende for det kommercielle valg af referencescenariet er, om den vægtede sum af sommer-varmepriser og vinter-varmepriser er konkurrencedygtig, og ikke alene om sommer-varmeprisen er konkurrencedygtig.

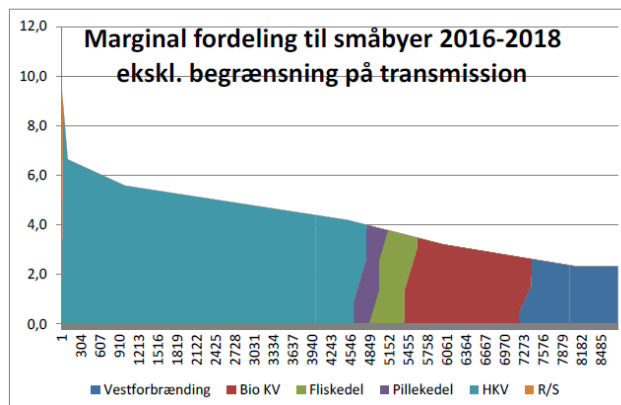
Det bemærkes i øvrigt, at den potentielle varmelevering fra bio-kraftvarmeanlægget i Hillerød næppe som antaget kan dække 50% af det samlede varmebehov i Farum. Ifølge projektforslaget for forsyning af 3 byer ved Hillerød³ vil det i ca. 5.700 af årets timer levere 100% af sin kapacitet til Hillerøds eget fjernvarmenet. Der er således kun ledig kapacitet til forsyning af Farum Fjernvarme i ca., 35% af årets timer, (som falder i de varmeste måneder). Det bør derfor underbygges yderligere, hvorledes 50% af fjernvarmebehovet i Farum er tænkt leveret fra det nye biomasse kraftvarmeværk i Hillerød.

I den forbindelse henvises til nedenstående figur fra ’projektforslag for fjernvarmetransmission til 3 byer’ ved Hillerød Forsyning, hvor der er forudsat prioritering af forsyning til Hillerød by fra kraftvarmeværket, således at nye kunder (de 3 små byer) kan forsynes fra biomasse anlæg i Hillerød i takt med, at der frigøres kapacitet. Dette ses at ske fra ca. time 5.700 på varighedskurven, omend med en beskeden ydelse.

² <http://hillerodforsyning.dk/varme/priser/>

³ [http://nhsoft.dk/work/FG25/Jun/Ny%20mappe%20\(3\)/2014.06.%20projektforslag%20fjernvarmer%F8r%20til%203%20sm%20byer.pdf](http://nhsoft.dk/work/FG25/Jun/Ny%20mappe%20(3)/2014.06.%20projektforslag%20fjernvarmer%F8r%20til%203%20sm%20byer.pdf)

Figur 2-1 Varighedskurve for marginal produktion 2016-2018



Figuren viser forsyningssituationen før etablering af geotermi i Hillerød, hvilket i projektforlaget for de tre byer antages at ske i 2019, derfor er figuren benævnt "marginal fordeling til småbyer 2016-2018". Geotermianlægget er endnu ikke besluttet, hvorfor figuren indtil videre kan antages at illustrere potentialet for forsyning fra det nye kraftvarmeværk i Hillerød til Farum.

4.2 Reinvesteringer i referencescenariet

Det noteres at det i projektforlaget antages at reinvesteringen i eksisterende gaskedler vil være 20 millioner kroner i år 2019, uanset om 100 % eller 50 % af varmebehovet skal produceres på disse kedler.

Denne investering er væsentligt over NIRAS' erfaringspriser, og er også blevet udfordret af Vestforbrænding, som fornylig selv har etableret naturgasfyrede kedelanlæg væsentligt billigere end projektforlagets forudsætninger.

4.3 Nødvendig afklaring i forhold til brændselsvalg i referencen

Omkring opstilling af referencescenariet, står der i Energistyrelsens Vejledning i Samfundsøkonomiske analyser at "Af tilsvarende vigtighed er opstillingen af referencen, som er sammenligningsgrundlaget for projektet. Referencen kan f.eks. tage afsæt i en uændret fortsættelse af de eksisterende forhold." (afsnit 3.1)

Idet det fremgår at de samfundsøkonomiske beregninger af referencen ikke afspejler de eksisterende forhold, anbefales det at:

- Der indsendes en opdateret samfundsøkonomisk analyse af referencescenariet, hvor ca. 50.000 MWh leveres fra Vestforbrænding.

Det bemærkes i øvrigt, at de samfundsøkonomiske beregninger i projektforslaget viser, at den varme, som leveres fra Hillerød er mindst 40% dyrere end varme produceret på naturgaskedlerne i Farum (ca. 110 kr./GJ for varme fra Hillerød i 2027 mod ca. 75 kr./GJ for varme produceret i Farum). Det er derfor samfundsøkonomisk mere fordelagtigt at al varmen produceres i Farum i referencen. Derfor anbefales det, at:

- Der ligeledes indsendes en opdateret samfundsøkonomisk analyse af referencescenariet, hvor hele varmebehovet produceres på naturgasfyrede kedler i Farum. Eventuelt bør etablering af røggaskondensering indgå i dette scenarie.

5 HAVE-PARK-AFFALD SOM BRÆNDEL

I projektforslaget anvendes brændsel udvundet af have-park-affald (HPA) som brændsel. Der er antaget en pris på 20 kr./GJ i 2016-priser, og prisen er fremskrevet med samme udvikling som træflis.

Jf. "kommentering af høringssvar ifm. Projektforslag" af 2. december 2016, bekræfter Norfors at kunne skaffe nedknuet og sorteret HPA i en kvalitet svarende til træflis til 14,80 – 17,70 kr./GJ, men det oplyses ikke hvor lang en periode denne pris er gældende.

I projektforslaget er det yderligere oplyst at biomasse-varme bruger 30.404 tons HPA-flis årligt og Biomasse-ORC bruger 35.276 tons HPA-flis årligt. Ifølge affaldsstatus⁴ for Norfors blev der i 2015 indsamlet 22.855 tons haveaffald i de 4 af ejerkommunerne, hvilket ved en udnyttelsesgrad på 25% (i henhold til projektforslaget s. 8) svarer til ca. 5.700 tons HPA. Det fremgår ikke umiddelbart, om eller hvordan have- parkaffald behandles og disponeres i dag hos Norfors.

I den femte ejer kommune hos Norfors, som er Helsingør, behandles have- og parkaffald på et komposteringsanlæg ved Skibstrup. Ifølge "ressource- og affaldsplan 2015-2014" fraførtes de senere år 20-30% af den tilførte mængde som "sigterest/biomasse". Dette indikerer, at de brændelsegnede dele af have- parkaffaldet nyttiggøres allerede.

Der skal altså fremskaffes betydeligt større mængder HPA end der tidligere er indsamlet i Norfors' forsyningsområde for at forsyne det planlagte værk.

I projektforslag for "fjernvarmeforsyning af Høvelte Kaserne og Høveltegård" fra august 2016 ses det endvidere, at Norfors også vil forsyne dette projekt delvist med varme produceret på HPA. Der bør derfor gøres nærmere rede for, hvorledes og hvor længe der kan fremskaffes tilstrækkelige mængder HPA til den forudsatte brændselspris.

⁴ <http://www.norfors.dk/Files/Billeder/pdf/udgivelser/Norfors%20Affaldsstatus%202015.pdf>

Anvendes den af Vestforbrænding anførte pris for HPA på 30 kr./GJ, fås en forøgelse af projektets nuværdi (og dermed en reduktion af projektfordelen) på knap 50. mio kr⁵.

Det oplyses af Norfors at de kan skaffe nedknust og sorteret affald til den i projektforslaget oplyste pris, men der er ikke fremlagt dokumentation herfor.

Jf. Energistyrelsens vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, fremgår det at *"Den forventede udvikling i brændselspriser har typisk afgørende indflydelse på nutidsværdiberegningen for et projekt på energiområdet."* hvorfor det *"Af hensyn til sammenlignelighed af de samfundsøkonomiske analyser på energiområdet anbefales [...] at anvende de brændselspriser, der angives i appendiks, medmindre særlige forhold gør sig gældende"*

Idet Energistyrelsens forudsætninger ikke anvendes, og den forudsatte pris er afgørende for projektets samfundsøkonomiske fordel, bør det afklares:

- Hvordan der kan leveres nok HPA til at dække projektets totale årlige behov (som er fem gange større end det indsamlede HPA i dag)?
- Over hvor lang en tidsperiode Norfors har garanteret at levere HPA til det specifikke projekt, til den forudsatte pris?

Såfremt der er en tidsbegrænsning på et antal år, bør samfundsøkonomien genberegnes med træflisprisen efter denne periode.

6 ØVRIGE FORHOLD

6.1 Investeringsomkostninger i referencen

I projektforslaget afsnit 11.4 står at det er "nødvendigt, at reinvestere i de eksisterende anlæg. Denne investering løber sammenlagt op i 20 mio. kr. Dette dækker bl.a. levetidsforlængelse eller udskiftning af det eksisterende anlæg."

⁵ Der er udarbejdet en genberegning af samfundsøkonomien, hvor alle forudsætninger anvendt i projektforslaget er fastholdt, inklusive anvendelse af Energistyrelsens opdaterede beregningsforudsætninger fra 2017. Hvis det antages at referencescenariet er 100 % naturgas, vil projektfordelen til et rent varme-scenarie være negativ hvis HPA prisen er højere end 36 kr./GJ i 2016-kr.

Det er i notatet af 2. december 2016 tydeliggjort at investeringen omfatter nedtagning af to eksisterende kedler og etablering af to nye kedler på forskellige lokaliteter. Det er ikke tydeligt, hvorfor det er antaget at investeringerne skal foregå i år 2019.

Der henvises i notatet til Energistyrelsens Teknologikatalog. For naturgasfyrede kedler til fjernvarme foreligger der en opdateringsrapport fra august 2016⁶, hvori der anføres en specifik investering på 0,06 M€ per MJ/s, heraf 0,04 til udstyr (kedel) og 0,02 til installation (prisniveau 2015). Dette giver en investering i de to forudsatte kedler på 7,22 mio. DKK i prisniveau 2016. Det er altså antaget, at omkostningerne til nedrivning, klarlægning, projektledelse, rådgivning, myndighedsbehandling, renteudgifter m.v. udgør 12,77 mio. DKK (177% af basisinvesteringen). Dette et usædvanligt højt bidrag.

Endelig angives der i Teknologikataloget en teknisk levetid for naturgasfyrede kedler på 25 år, hvorfor der i den samfundsøkonomiske beregning bør medtages en scrapværdi.

Nødvendig afklaringer i forhold til investering i referencen

I forhold til de forudsatte anlægsomkostninger i referencescenariet bør det følgende besvares:

- Er det korrekt at alle nuværende kedler er udtjent i år 2019, og er det undersøgt om det bedre kan betale sig at udskifte kedlerne, sammenlignet med levetidsforlængende tiltag?
- Hvorledes er tillægget til Teknologikatalogets investeringsbeløb for gaskedler inklusiv installationsarbejder vurderet, og hvorfor er der ikke indregnet en scrapværdi for kedlerne?

Det anbefales at de samfundsøkonomiske beregninger af referencen opdateres med en anlægsinvestering der afspejler erfaringstal og teknologikataloget, ligesom der indregnes en scrapværdi.

6.2 Investeringsomkostninger i biomassekedel (ren varme og ORC)

I projektforslaget er de samfundsøkonomiske investeringsomkostninger opgjort til 90 mio. kr. for kedlen til produktion af ren varme og 125 mio. kr. for ORC-scenariet. For begge scenarier er der antaget en levetid på 20 år.

⁶ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/update_-_technology_data_catalogue_for_energy_plants_-_aug_2016.pdf

I de samfundsøkonomiske beregninger indgår disse investeringer i år 2019. Derudover er der for begge scenarier inkluderet en investeringsomkostning på 17,5 mio. kr. i 2034. Det fremgår ikke hvad denne investering dækker.

Scrapværdien af de to scenarier er henholdsvis 15,3 mio. kr. (ren varme) og 20,4 mio. kr. (ORC). Det er uklart hvordan scrap-værdien af 17.5 millioner, som er investeret i samme år, kan være forskellig i de to projekt-scenarier.

Nødvendige afklaringer i forhold til investeringer i alternativerne

I forhold til de forudsatte investeringsomkostninger bør det følgende besvares:

- Hvad dækker investeringen på 17,5 mio. kr. i år 2034?
- Hvad dækker scrapværdierne i de to scenarier?

6.3 Samfundsøkonomiske beregninger i projektforslaget

Nedenstående punkter er relateret til de samfundsøkonomiske beregninger som er præsenteret i projektforslaget.

Indregning af grundudgifter

Det fremgår af projektforslaget at "grundudgift er en finansiel transaktion, der ikke indgår i den samfundsøkonomiske analyse". Dette er korrekt, men jordrenten (værdien af det alternative afkast af grunden) bør indgå i beregningerne. Det antages ofte at grundværdien afspejler den tilbagediskonterede værdi af jordrenten.

- Det anbefales at investeringen i de to biomassekedel scenarier øges med grundudgifterne på 20 millioner kr., og at der indarbejdes en scrapværdi svarende til nutidsværdien af 20 millioner kr. ved undersøgelsesperiodens udløb (projektfordelen reduceres med godt 8 millioner kr.)

6.4 Driftstid på biomassekedler

Det er i projektforslaget antaget at biomassekedlerne har en driftstid på 8.760 timer/år, altså ingen driftstop. Forudsættes to ugers årligt stop om sommeren, giver en EnergyP-RO beregning et resultat hvor biomassekedlen leverer 92,7 % af varmebehovet (mod 97,5 % i projektforslaget). Dette reducerer i en genberegning den samfundsøkonomiske projektfordel med 6 mio. kr.

Afklaring i forhold til driftstid på biomassekedler

I forhold til driftstid bør følgende besvares:

- Hvad er den realistiske årlige driftstidsperiode til såvel planlagt som ikke-planlagt vedligehold, set over en 20 årig periode?

De samfundsøkonomiske beregninger bør opdateres i forhold til den korrekte driftstid på biomassekedlerne.

6.5 Varmevirkningsgrad for biomasseværk og returtemperatur

Virkningsgraden for det nye biomasseværk (både med og uden ORC) er angivet til 121,6% og baseret på en teoretisk kedelberegning. HMN og Vestforbrænding har i deres høringssvar kommenteret at dette er urealistisk, med mindre returtemperaturen i fjernvarmesystemet sænkes i forhold til det aktuelle niveau.

SWECO har i deres kommentarer til de indkomne høringssvar at 120 % er en realistisk virkningsgrad idet anlægget etableres med en absorptionsvarmepumpe. Der er yderligere udarbejdet en følsomhedsberegning, som viser at en reduktion af virkningsgraden har en samfundsøkonomisk konsekvens på -10 mio. kr.

Afklaring i forhold til varmekoefficiens

- Er den beregnede virkningsgrad på 121,6% en designvirkningsgrad eller en årsvirkningsgrad? Dvs. er der taget hensyn til nedsat virkningsgrad ved delast, start og stop?
- Er antagelsen om returtemperatur på 40 °C underbygget af data fra fjernvarmenet, herunder en vurdering af eventuelle investeringer til opnåelse af lavere returtemperatur?
- Hvor følsom er værkets virkningsgrad over for en højere returtemperatur

7 BRUGERØKONOMI

Da Farum Fjernvarme er underlagt hvile-i-sig selv vil en forbedring af selskabets økonomi, komme brugeren til gode i form af lavere varmepriser, ligesom en eventuel forværing vil medføre højere varmepriser. Brugeren bærer således en risiko i forhold til projektet. Jf. afsnit 14 i projektforslaget anføres det, at den variable del af varmeprisen for et standardhus i projektområdet vil kunne reduceres med **op til 1.882 kr./årligt** (inkl. moms) såfremt biomasseværket etableres, og de gjorte forudsætninger om blandt andet brændselspriser gælder i hele projektperioden. Det belyses ikke nærmere, hvorledes den faste del af varmeprisen påvirkes af forrentning og afskrivning af værket, men det nævnes at den årlige besparelse hos brugeren er afhængig af selskabets valgte finansierings og afskrivningsprofil.

Farum Fjernvarme har ifølge selskabets hjemmeside 2.146 målere. Antages det at alle kunder har én måler, vil gennemførslen af projektet betyde en antaget investering på godt 43.000 kr. pr. bruger, eksklusiv moms, eller mindst 2.150 kr./år, hvis investeringen afskrives over 20 år uden renter. Denne pris retfærdiggør, at brugerøkonomien belyses og risikoprofilen belyses nærmere inden investeringsbeslutningen eventuelt tages.