

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a.

Egevej 27, 4050 Skibby

Skuldelev – Etablering af elkedelanlæg og akkumuleringstank

Projekt nr.: 21040

31. oktober 2022

Rev. 5

Indholdsfortegnelse

1	Indledning.....	4
1.1	Projektbaggrund	4
1.1.1	Evaluering af varmepumpe	5
1.1.2	Evaluering af elkedel	5
1.2	Projektansvarlig.....	7
1.3	Berørte parter	7
1.4	Projektafgrænsning.....	8
1.5	Projektets forudsætninger	10
1.6	Indstilling.....	10
1.7	Tilknyttede projekter	11
1.8	Projektets gennemførelse.....	11
2	Forhold til overordnet planlægning og lovgivning	12
2.1	Forholdet til varmeforsyningslovgivning	12
2.2	Forholdet til varmeplanlægningen.....	12
2.3	Anden lovgivning.....	12
2.4	Fysisk planlægning	12
2.4.1	Tilbygning	13
2.4.2	Akkumuleringstank	13
2.5	VVM-anmeldelse.....	14
2.6	Arealafståelser og servitutpålæg	14
3	Redegørelse for projektet.....	15
3.1	Forsyningsområde.....	15
3.2	Varmebehov.....	15
3.3	Tekniske anlæg.....	15
3.4	Referencen	15
3.5	Alternativet (projektet).....	16
3.6	Anlægsarbejde	16
3.7	Investering.....	16
4	Selskabsøkonomi, driftsøkonomi og forbrugerøkonomi.....	17
4.1	Driftsøkonomi	20
4.2	Selskabsøkonomi.....	20
4.2.1	Selskabsøkonomi Følsomhedsanalyse 1	21
4.2.2	Selskabsøkonomi Følsomhedsanalyse 2	22
4.2.3	Selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 3.....	22
4.3	Brugerøkonomi	23
5	Samfundsøkonomi	24

5.1	Samfundsøkonomi følsomhedsanalyser	24
5.2	Klima- og miljømæssig vurdering	26

Bilagsliste:

- Bilag 1: Beregninger vedrørende beslutningsgrundlaget
- Bilag 2: Beregninger vedrørende selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 2.1
- Bilag 3: Beregninger vedrørende selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 2.2
- Bilag 4: Samfundsøkonomiske beregninger

1 Indledning

Dette projektforslag er udarbejdet for Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., der hermed ansøger Frederikssund Kommune om godkendelse til etablering af 1,8 MW elkedelanlæg, samt demontering af eksisterende inaktive 400 m³ akkumuleringstank og etablering af ny 800 m³ akkumuleringstank.

Elkedelanlæggets funktion vil være spids- og nødlast, samt varmeproduktion ved lave elpriser. Yderligere udlægges elkedlen på kapacitetsmarkedet, hvorved projektets budget indtjenes. Akkumuleringstanken vil muliggøre at elkedelanlægget kan driftes optimalt, og muliggør at elkedelanlægget kan være tilgængelig på kapacitetsmarkedet i samtlige af årets timer, hvor det ellers ikke ville være muligt at deltage i sommerkvartalet, grundet mangel på tankkapacitet. Ved nuværende drift tildækker værket ca. 30% af det samlede solfangerareal i sommerkvartalet, grundet utilstrækkelig kapacitet i eksisterende akkumuleringstank. Ved at opføre en ny 800 m³ akkumuleringstank, kan solfangernes potentielle varmeproduktion udnyttes til fulde. Elkedelanlægget vil desuden øge Skuldelev Energiselskabs forsyningsikkerhed, samtidig med at værkets varmepris reduceres.

Projektforslaget fremsendes til Frederikssund Kommune, med henblik på godkendelse i henhold til Energi-, Forsynings- og Klimaministeriets "Bekendtgørelse af lov om varmeforsyning" LBK nr. 2068 af 16/11/2021 (Varmeforsyningsloven) og "Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg" BEK nr. 818 af 04/05/2021 (Projektbekendtgørelsen).

Ved godkendelse af projektforslaget godkender Frederikssund Kommune, at der etableres et 1,8 MW elkedelanlæg, eksisterende 400 m³ akkumuleringstank demonteres og ny 800 m³ akkumuleringstank etableres i tilknytning til Skuldelev Energiselskab A.m.b.a.

1.1 Projektbaggrund

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a. baserer i dag deres samlede varmeproduktion dels på naturgas, som bidrager med ca. 14%, dels på flis, som bidrager med ca. 62% og solvarme, som bidrager med de resterende ca. 24% af varmeproduktionen.

Købspriserne på naturgas- og elektricitet er steget betydeligt siden tredje kvartal af 2021, hvilket resulterer i, at varmeprisen for produktionsenheder der benytter førnævnte brændsler ikke kan konkurrere med produktionsanlæg der forbruger biomasse. Dette gør sig også gældende i Skuldelev Energiselskab, hvor den eksisterende fliskedel benyttes som grundlastenhet og de eksisterende naturgasbaseret produktionsenheder benyttes til spids- og nødlast, som det også fremgår af ovenstående varmeproduktionsfordeling.

Nuværende naturgasbaserede produktionsenheder består af en ca. 1,7 MW_{varme} naturgasfyret kedel og en ca. 1,2 MW_{el} naturgasfyret motor. Begge produktionsenheder kræver en levetidsforlængelse, for fremadrettet at opretholde driften.

Naturgasmotoren er ca. 1500 timer fra at skulle gennemgå stor hovedservice, som vil resultere i en omkostning på ca. 800.000 kr.

Brænderen til naturgaskedlen skal ligeledes snarligt udskiftes, dette medfører en omkostning på ca. 400.000 kr.

Der er dog både en selskabs- og samfundsøkonomisk fordel ved at fortsætte driften på naturgasmotoren og derved betale omkostningerne vedrørende levetidsforlængelse på motoren.

Omvendt er der en positiv selskabs- og samfundsøkonomisk fordel ved at udfase naturgaskedlen, hvorved omkostningen vedrørende levetidsforlængelse af enheden kan benyttes, som indskud til at etablere i en ny spids- og nødlastenhet.

I den forbindelse er der screenet to forskellige alternativer, som begge er baseret på elektrificering af varmeproduktionen, hvor den ene er etablering af en varmepumpe og den anden er etablering af en elkedel.

1.1.1 Evaluering af varmepumpe

Varmepumpen har en relativ høj varmevirkningsgrad, som typisk ligger på ca. 300%, til gengæld er den en dyrere investering og regulerer langsommere sammenlignet med elkedlen. Grundet disse pointer er formålet med varmepumper typisk at dække fjernvarmeverkets grundlast, hvorved den opnår mange årlige driftstimer.

For Skuldelev Energiselskab er det ikke aktuelt at etablere en ny grundlastenhed af to årsager.

1. Solvarme – udgør 24% af varmeverkets samlede varmeproduktion, hvor produktionsomkostningerne er ≈ 0 kr./MWh.
2. Fliskedel – udgør 62% af varmeverkets samlede varmeproduktion, hvor produktionsomkostningerne er ≈ 335 kr./MWh.

Selv, hvis varmepumpens produktionsomkostninger er lavere end de naturgasbaseret produktionsenheder (15% af den samlede varmeproduktion), vil den have et begrænset antal driftstimer, da fliskedlen typisk er den enhed med den laveste produktionsomkostning (udover solvarmen).

Varmepumpen vil hermed ikke varetage rollen som værkets grundlastenhed, hvorved den dyrere investering, samt forholdsvis langsomme reguleringsevne, resulterer i at varmepumpeløsningen ikke er attraktiv for værket.

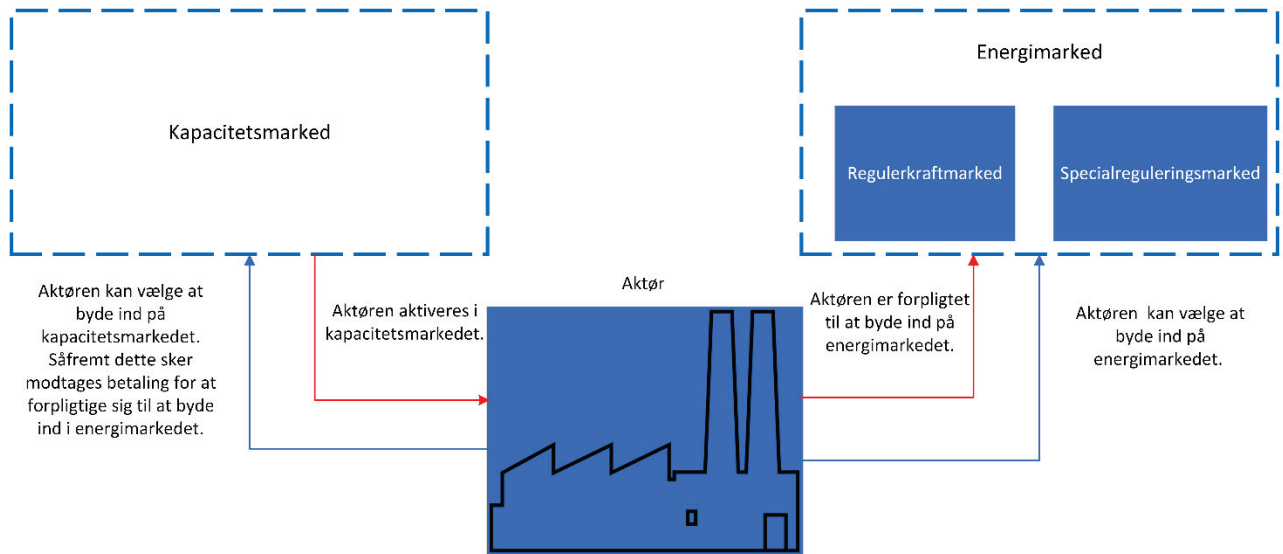
1.1.2 Evaluering af elkedel

Elkedlen er derimod attraktiv, da den både er en billigere investering og er hurtigt regulerende, hvorved elkedler generelt set er det oplagte valg som spids- og nødlastenhed.

Elkedlen har en hurtig opstartstid og fleksibel reguleringsevne, som gør, at elkedlen kan reagere effektivt på de varierende elpriser og deltage på flere undermarkeder på det overordnede elmarked.

Etableringen af elkedlen vil investeringsmæssigt være en dyrere løsning, end at fortsætte nuværende drift og betale forløbte omkostninger vedrørende levetidsforlængelse, men elkedlen vil indtjene merinvesteringer ved at deltage på balancemarkedet.

Elektricitet har den ulempe, at det endnu ikke kan lagres på økonomisk rentabel vis, derfor skal elektriciteten forbruges, i det øjeblik den produceres, hvorved der er et marked, som vedrører balancering af elnettet. På balancemarkedet differentieres der mellem de to undermarkeder, kapacitetsmarkedet og energimarkedet, som vist på Figur 1.



Figur 1 - Balancemarkedet består af kapacitetsmarkedet og energimarkedet.

Energimarkedet består blandt andet af regulerkraftmarkedet og specialreguleringsmarkedet. I DK1-området, som er området vest for Storebælt, har fortjenesten i balancemarkedet primært været at finde i specialreguleringsmarkedet¹. Dette er dog ikke tilfældet i DK2-området, som er øst for Storebælt, her er fortjenesten i balancemarkedet primært at finde i kapacitetsmarkedet.

Ved deltagelse på kapacitetsmarkedet stilles elkedlen til rådighed for Energinet (som er systemoperatør af det danske elnet), hermed omhandler dette marked forskellige reserver, som Energinet kan tage i brug for at balancere elnettet og dermed opretholde elforsyningsikkerheden. Elkedlen vil herved modtage en såkaldt rådighedsbetaling.

Som følge af ovenstående omhandler dette projekt derfor etablering af et 1,8 MW elkedelanlæg, som udviser en attraktiv selskabsøkonomisk model for værket og er derved til gavn for fjernvarmebrugere i Skuldelev. Yderligere beregnes en samfundsøkonomisk fordel for projektet.

Alternativet til etableringen af elkedelanlægget, er at fortsætte nuværende drift og betale omkostningerne vedrørende levetidsforlængelse på naturgaskedlen.

¹ <https://www.danskfjernvarme.dk/-/media/danskfjernvarme/gronenergi/jfb/elkedel-drejebog-2017-10-16.pdf>

1.2 Projektansvarlig

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a. er ansvarlig for projektet.

Bygherre

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a.
Egevej 27
4050 Skibby

Kontaktperson:
Niels L. Pedersen
Tlf.: 23 64 60 48
E-mail.: moster@c.dk

Totalentreprenør

Aktive Energi Anlæg A/S
Industrivej Syd 11
7400 Herning

Kontaktpersoner:
Anders Nicolajsen
Tlf.: 96 29 01 54
Mobil.: 25 44 52 54
E-mail.: an@aea.dk

Simon Harritz Jensen
Tlf.: 92 44 71 06
E-mail.: shj@aea.dk

Nærværende projektforslag er udarbejdet og indsendt af **Hylling Energi & Projekt ApS**

Hylling Energi & Projekt ApS
Østre Allé 6
9530 Støvring
Kontaktperson:
Nikolaj Hornshøj Petersen
Tlf.: 30 20 66 57
E-mail.: nhp@hyllingas.dk

1.3 Berørte parter

De berørte parter i forbindelse med projektet er:

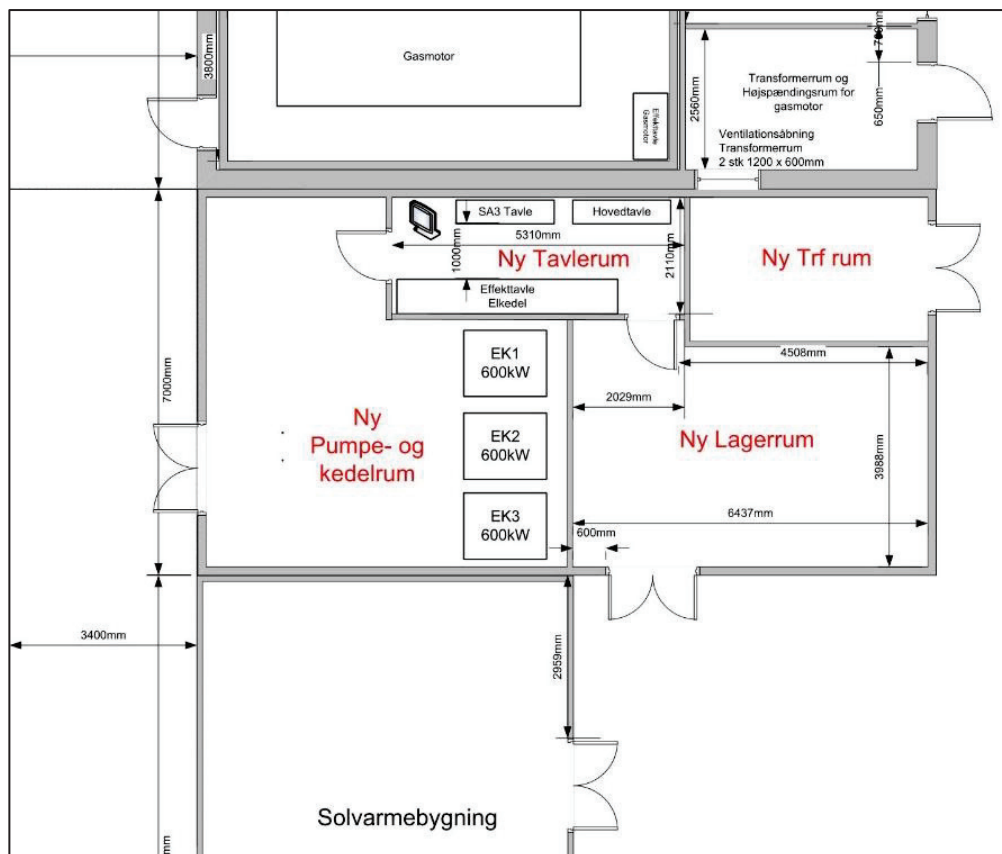
- Frederikssund Kommune, der har ansvaret for den overordnede varmeplanlægning samt godkendelse af projektet.
- Radius, som skal tilslutte elkedlerne til elnettet.

1.4 Projektafgrænsning

Projektet vedrører etablering af et elkedelanlæg, bestående af 3x600 kW elkedler, demontering af eksisterende 400 m³ akkumuleringstank, etablering af ny 800 m³ akkumuleringstank og etablering af tilbygning.

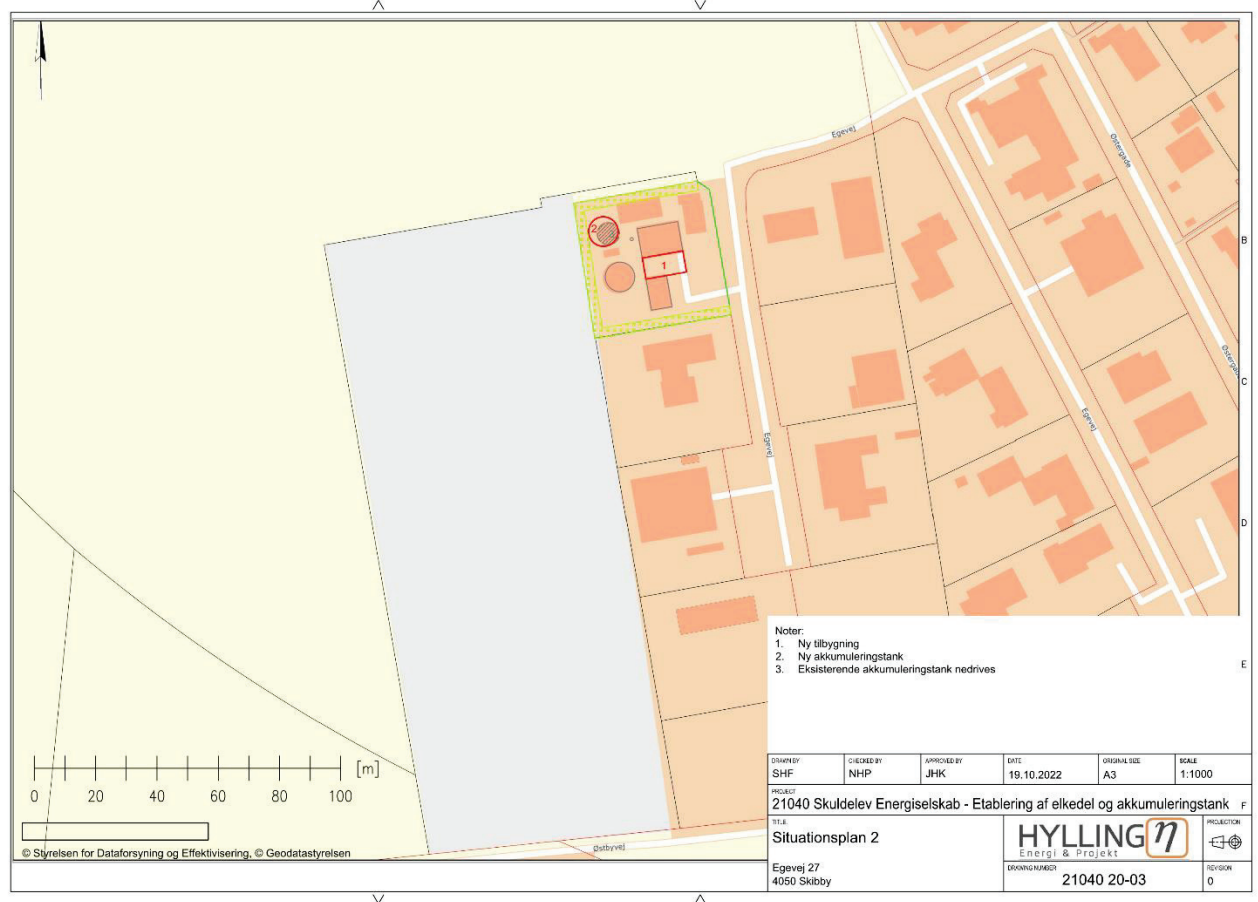
Tilbygningen opføres mellem værkets eksisterende solvarmebygning og kraftvarmebygning.

Figur 2 viser tilbygningen på varmeværket, hvori elkedler, rørsystem, styring, transformatorboks med mere placeres.



Figur 2 - Plantegning; uddrag af varmeværkets plantegning, hvor de fire rum: "Ny Pumpe- og kedelrum, Ny Tavlerum, Ny Lagerrum og Ny Trf rum" er tilbygningen mellem værkets solvarmebygning og kraftvarmebygning.

Eksisterende 400 m³ akkumuleringstank demonteres og der etableres en ny 800 m³ tank. Placeringen af den kommende akkumuleringstank fremgår af Figur 3.



Figur 3 – Værkets situationsplan, hvor den kommende akkumuleringstank er markeret med rødt, og den bagvedliggende akkumuleringstank (skraveret) demonteres.

Den nye akkumuleringstank placeres på varmeværket, op af eksisterende beplantningsbælte.

Projektet vedrører hermed:

- Demontering af den mindste af værkets nuværende akkumuleringstanke (400 m³).
- Etablering af ny 800 m³ akkumuleringstank
- Etablering af tilbygning
- Installering af nyt elkedelanlæg og transformatorstation.

Samlet set medfører projektet ændringerne, der fremgår af kortudsnittet i Figur 4.



Figur 4 - Kortudsnit af varmeværket, hvor ny tilbygning og kommende akkumuleringstank er markeret.

Elkedelanlægget og akkumuleringstanken tilsluttes det eksisterende fjernvarmenet og elkedlerne tilsluttes ny transformatoriosk, som placeres i tilbygningen.

1.5 Projektets forudsætninger

Gennemførelse af projektforslaget skal vise:

- En selskabsøkonomisk fordel og deraf en brugerøkonomisk fordel.
- En samfundsøkonomisk fordel
- En CO₂ besparelse
- Positive miljømæssige konsekvenser

1.6 Indstilling

Frederikssund Kommune anmodes om at gennemføre myndighedsbehandlingen af nærværende projektforslag i henhold til varmeforsyningsloven. Det skal ske på baggrund af de belyste samfundsøkonomiske, selskabsøkonomiske samt energi- og miljømæssige vurderinger af projektet og det skal besluttes, om elkedlerne og akkumuleringstanken samt de tilknyttede forandringer i varmesystemet kan etableres.

Der vil blive søgt om kommunegaranti i projektet til en samlet investering på 12.662.500 kr.

1.7 Tilknyttede projekter

Der er ingen tilknyttede projekter.

1.8 Projektets gennemførelse

De væsentligste deadlines i projektet er oplyst herunder.

Myndighedsgodkendelse

- Uge 42 2022 – Indsendelse af projektforslag til Frederikssund Kommune.
- Uge 44 2022 – Indstilling til Byrådsmøde.
- Uge 51 2022 – Godkendelse af projektforslag på Byrådsmøde.
- Uge 51 2022 eller uge 1 2023 – Projektforslaget sendes i høring.
- Uge 05 2023 – Afsluttet høring.
- Marts 2023 eller april 2023 – Endelig projektgodkendelse.

Anlægsarbejde

- Uge 24 2023 – Nedrivning af eksisterende akkumuleringstank færdiggøres.
- Uge 47 2023 – Driftsklar akkumuleringstank.
- Uge 6 2024 – Driftsklar elkedelanlæg.
- Uge 11 2024 – Projektet afsluttes.

2 Forhold til overordnet planlægning og lovgivning

2.1 Forholdet til varmforsyningslovgivning

Varmeforsyningsloven er affattet i Bekendtgørelse af lov om varmforsyning, LBK nr. 2068 af 16. november 2021 af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Retningslinjerne for udarbejdelse og myndighedsbehandling af projektforslaget er affattet i Projektbekendtgørelsen; Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg, BEK nr. 818 af 04. marts 2021 af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Generelt gælder det, at kommunalbestyrelsen skal godkende det samfundsøkonomiske mest fordelagtige projekt, jf. §6 i projektbekendtgørelsen: Forudsætninger for kommunalbestyrelsens godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg.

Vedrørende de samfundsøkonomiberegninger gælder følgende vejledninger og beregningsforudsætninger:

- Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger, Finansministeriet, august 2017.
- Tillæg til Vejledningen for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger, Finansministeriet, oktober 2020
- Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2021.
- Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022, Energistyrelsen, februar 2022.

2.2 Forholdet til varmeplanlægningen

Ved gennemførelse af projektforslaget reduceres forbruget af naturgas til fordel for el-forbrug på elkedelanlægget. Elkedelanlægget vil typisk være i drift når elpriserne er lave, som skyldes overproduktion af elektricitet fra vindmøller og andre vedvarende energikilder. Hermed vil den benyttede elektricitet være kategoriseret som vedvarende energi.

2.3 Anden lovgivning

Følgende forhold til anden lovgivning er vurderet:

- Der vil inden byggestart blive ansøgt om byggetilladelse
- Der vil sideløbende med behandlingen af projektforslaget blive fremsendt en VVM-projektansøgning
- Det nye anlæg vurderes ikke at kræve en miljøtilladelse

2.4 Fysisk planlægning

Det vurderes ikke at projektforslaget har indvirkning på Elforsyningsloven; Bekendtgørelse af lov om elforsyning LBK nr. 984 af 12. maj 2021 og Naturgasforsyningsloven; LBK nr. 126 af 06. februar 2020.

Projektet vedrører opførelse af ny tilbygning, nedrivning af værkets eksisterende 400 m³ akkumuleringstank og opførelse af ny 800 m³ akkumuleringstank.

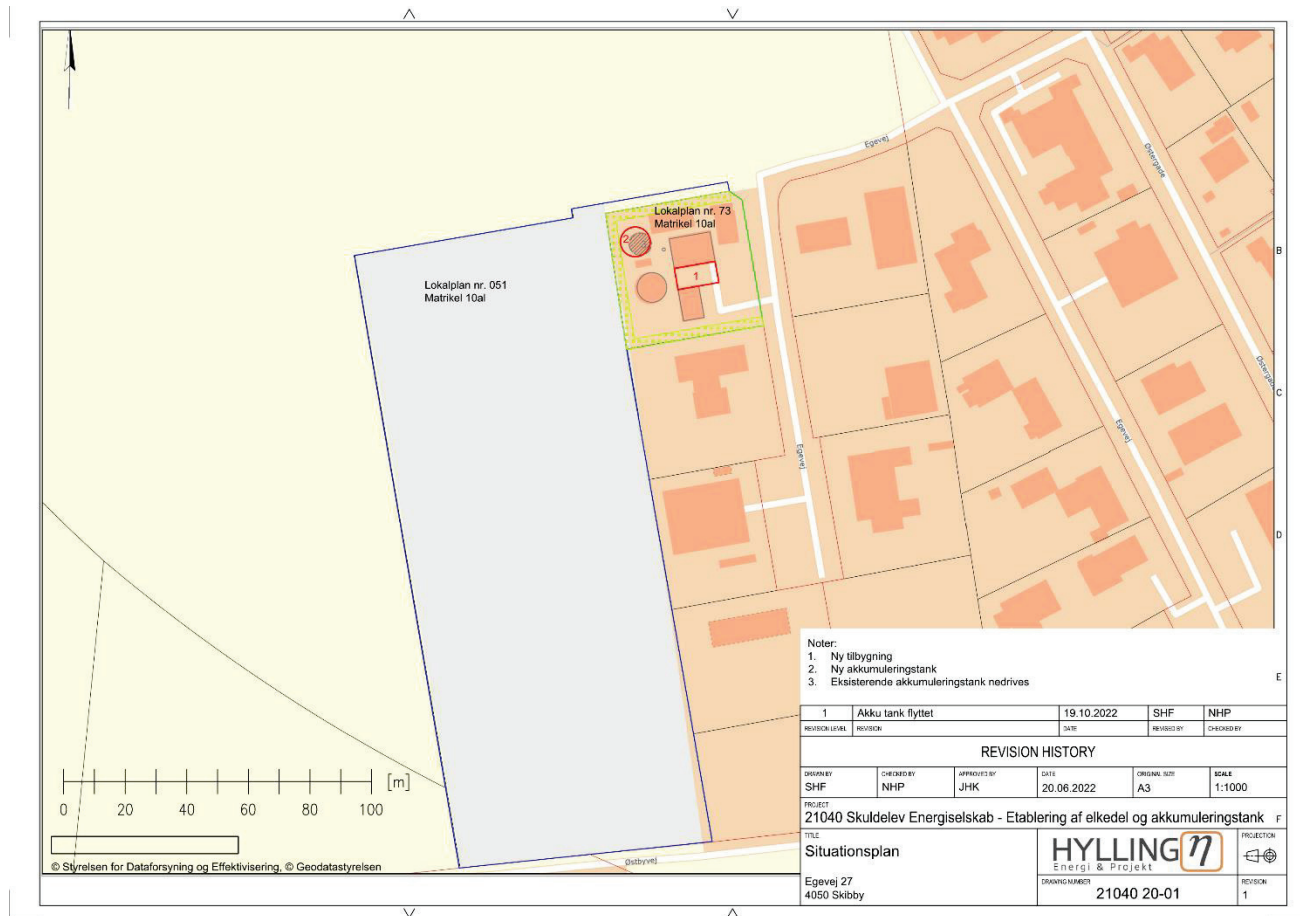
Varmeværket er lokaliseret på matrikelnr. 10^{al} i ejerlavet Skuldelev By, Skuldelev.

To forskellige lokalplaner er gældende for matriklen. Lokalplan nr. 73 vedrører selve varmeværket, og Lokalplan nr. 051 vedrører varmeværket solfangeranlæg.

Projektet placeres inden for lokalplanafgrænsningerne i Lokalplan nr. 73.

Området er inkluderet i Frederikssund Kommunes *Kommuneplan 2021-2033* reference nummer T 4.1.

Projektets placering, lokalplanafgrænsninger og matriklen fremgår af Figur 5.



Figur 5 - Situationsplan af varmeværket, samt lokalplanafgrænsningerne.

Følgende punkter er undersøgt for at evaluere om projektet kan indeholdes i eksisterende lokalplan nr. 73.

2.4.1 Tilbygning

Lokalplan nr. 73 vedrører selve varmeværket og tilbygningen placeres inden for lokalplanens byggefelt. Følgende punkter er relevante vedrørende evalueringen om tilbygningen kan indeholdes i lokalplanen.

- §7.1 Bebyggelsens areal
 - *Det bebyggede areal må ikke overstige 50% af grundens areal, og bygningers rumfang, ekskl. Tankanlæg, må ikke overstige 2 m³ pr. m² grundareal.*
 - Tilbygningen kan rummes indenfor dette punkt.
- §7.1 Bebyggelsens højde
 - *Bebyggelsen må ikke opføres med en bygningshøjde, der overstiger 8,5 m over terræn målt efter reglerne i bygningsreglementet.*
 - Tilbygningens byggehøjde er 3,5 meter.

Tilbygningen kan realiseres på gældende plangrundlag.

2.4.2 Akkumuleringstank

Akkumuleringstanken placeres ligeledes i Lokalplan nr. 73.

- §7.1 Bebyggelsens højde

- *Bebyggelsen må ikke opføres med en bygningshøjde, der overstiger 8,5 m over terræn målt efter reglerne i bygningsreglementet.
Bygningsmyndigheden kan dog tillade, at bygninger som akkumuleringstank opføres i en højde af 12 m, da særlige hensyn til bygningen indretning og drift nødvendiggør dette.*
 - Akkumuleringstankens samlede højde bliver ca. 11,8 m
- §7.3 Byggelinje
 - Ingen bygning, tank eller lignende må opføres nærmere end 6,0 m fra vejskel og naboskel.
 - Der er usikkerhed på om "naboskel" henviser til afgrænsningen af lokalplanen eller matriklen. Lokalplan nr. 73 er fra før år 2000 og matriklerne blev fusioneret i 2015.
 - I givet fald at der er tale om matrikelskel, da overholdes denne.
 - Er der tale om lokalplansafgrænsningen, forventes det at der kan opnås en dispensation, akkumuleringstanken placeres ikke i beplantningsbæltet og placeres delvist på lokationen af den nuværende tank.
- §9.3 Ubebyggede areal - beplantningsbælte
 - *Der skal etableres et 3 m bredt beplantningsbælte mod naboskel.*
 - Akkumuleringstanken placeres tæt på beplantningsbæltet (og derved delvist udenfor lokalplanens byggefelt).

Konklusion

På baggrund af ovenstående forventes det at projektet kan indeholdes i Lokalplan nr. 73, eller der kan opnås dispensation vedrørende lokalplanens §7.3.

2.5 VVM-anmeldelse

Etableringen af elkedelanlægget skal VVM-anmeldes i henhold til Miljøvurderingsloven; Bekendtgørelse af lov om miljøvurdering af planer og programmer af konkrete projekter (VVM) LBK nr. 1976 af 27. oktober 2021. Anlægget er omfattet af bilag 2, pkt. 3a; Industri anlæg til fremstilling af elektricitet, damp og varmt vand.

Etableringen af akkumuleringstanken skal ligeledes VVM-anmeldes i henhold til Miljøvurderingsloven; Bekendtgørelse af lov om miljøvurdering af planer og programmer af konkrete projekter (VVM) LBK nr. 1976 af 27. oktober 2021. Akkumuleringstanken er omfattet af bilag 2, pkt. 13a; ændringer eller udvidelser af projekter i bilag 1 eller nærværende bilag, som allerede er godkendt, er udført eller er ved at blive udført, når de kan have væsentlige skadelige indvirkninger på miljøet (ændring eller udvidelse, som ikke er omfattet af bilag 1)

VVM-anmeldelserne udarbejdes separat.

2.6 Arealafståelser og servitutpålæg

Elkedelanlægget og akkumuleringstank placeres på Skuldelev Energiselskab A.m.b.a. egen grund. Hermed er der ingen arealafståelse.

3 Redegørelse for projektet

I det nedenstående beskrives forsyningsområdet, varmebehovet, de nuværende tekniske anlæg og det produktionsanlæg, der påtænkes etableret.

3.1 Forsyningsområde

Nævrende projektforslag ændrer ikke ved det eksisterende forsyningsområde. Skuldelev Energiselskab A.m.b.a. nuværende forsyningsområde udgøres af 295 forbrugere.

3.2 Varmebehov

Den årlige varmeproduktion fra Skuldelev Varmeværk A.m.b.a. er ca. 7212,5 MWh, hvilket danner grundlag for varmebehovet i projektet.

3.3 Tekniske anlæg

Det nuværende tekniske anlæg kan ses i Tabel 1.

Brændsel	Produktionsenhed	Ydelser		Indfyret effekt	
		Varme, kW	El, kW	kW	Virkningsgrad %
Naturgas	Gasmotor	1.320	1.160	3.080	80,52
Naturgas	Gaskedel	1.710		1.900	90,00
Sol	Solfanger	2.800			
Biomasse	Biomassekedel	890		995	89,45

Tabel 1 - Anlægsoversigt for nuværende drift af Skuldelev Energiselskab A.m.b.a.

I tilknytning til værket er der to akkumuleringstanke. Den første akkumuleringstank er på ca. 400 m³, men denne er inaktiv ved nuværende drift, hvorved nedrivningen af tanken er påkrævet. Den anden akkumuleringstank er på ca. 800m³ og kan indeholde ca. 33,4 MWh varme, denne er oprindeligt dimensioneret til solvarmeanlægget.

3.4 Referencen

Hvis nærværende projektforslag ikke gennemføres, vil Skuldelev Energiselskab A.m.b.a. skulle basere deres produktion på naturgas, solvarme og biomasse, hvor produktionsfordelingen er angivet i Tabel 2.

Brændsel	Produktionsenhed	Indfyret effekt kW	Varmeydelse		Elydelse		Fordeling %
			kW	Virkningsgrad %	kW	Virkningsgrad %	
Naturgas	Gasmotor	3.080	1.320	42,86	1.160	37,66	8,9
Naturgas	Gaskedel	1.900	1.710	90,00			5,7
Sol	Solfanger		2.800				23,7
Biomasse	Biomassekedel	995	890	89,45			61,7

Tabel 2 - Projektreferencen, nuværende anlæg.

3.5 Alternativet (projektet)

Projektet omfatter etablering af et elkedelanlæg, demontering af værkets nuværende 400 m³ akkumuleringstanke, samt opførelse af ny 800 m³ akkumuleringstank og tilbygning.

Produktionsfordelingen hvis projektet gennemføres er vist i Tabel 3. Hermed baseres projektet på at driften på naturgaskedlen ophøres.

Brændsel	Produktionsenhed	Indfyret effekt	Varmeydelse		Elydelse		Fordeling
		kW	kW	Virkningsgrad %	kW	Virkningsgrad %	%
Naturgas	Gasmotor	3.080	1.320	42,86	1.160	37,66	4,9
Sol	Solfanger		2.800				23,9
Biomasse	Biomassekedel	995	890	89,45			56,3
El	Elkedel	1.800	1.800	100,00			14,9

Tabel 3 - Anlægsoversigt for projektet.

Elkedelanlægget har til formål at producere varme når varmeprisen på elkedelanlægget er lavere end alternativerne, som afhænger af varierende elpriser, eller ved behov for spids- eller nødlast. Elkedelanlægget er desuden tilkoblet kapacitetsmarkedet, hvorved der modtages rådighedsbetaling fra Energinet.

Lave elpriser er et resultat af, at der er en ubalance på elforsyningsnettet, hvor produktionen overstiger efterspørgslen. Dette er et resultat af den fluktuerende produktion fra vedvarende energikilder, såsom vindmøller og solceller, hermed er den forbrugte elektricitet kategoriseret som værende grøn.

3.6 Anlægsarbejde

Anlægsarbejdet består af etableringen af ny tilbygning mellem eksisterende kraftvarmebygning og solvarmebygning, som vist på Figur 2, nedrivning af eksisterende 400 m³ akkumuleringstank, opførelse af ny 800m³ akkumuleringstank og opkobling af nyt elkedelanlæg til varmeværkets rørsystem.

3.7 Investering

Investeringsbudgettet er vist i Tabel 4, som er udarbejdet af Totalentreprenøren *Aktive Energi Anlæg A/S*. Det er essentielt, at de/det lån som varmeværket optager har en retvisende løbetid. Dette er påkrævet for, at varmeprisen for nuværende forbrugere er retfærdig. Derfor er hver enkelt investering af projektet tilknyttet en "levetid", som vist i Tabel 4. Projektforslaget baseres på, at der etableres ét lån med en løbetid som afspejler den gennemsnitlige afskrivning.

Dette vil yderligere blive uddybet i afsnit 4.2, som vedrører selskabsøkonomien.

Investering	Levetid [år]	Pris [kr.]
Elkedelanlæg	20	4.443.000
Hovedtavle, Styring og SRO	20	1.216.000
Levetidsforlængelse af NG-motor	20	800.000
Demontering og opbygning af akku. tank	30	2.563.500
Tilbygning	30	2.290.000
Nettilslutning (reduceret netadgang)	50	1.350.000
Projektets samlede budget		12.662.500

Tabel 4 - Investeringsbudget for den samlede investering.

Budgettet er baseret på, at der etableres en nettilslutning med begrænset netadgang på tilslutningen B-høj.²

² https://radiuselnet.dk/wp-content/uploads/Standardaftalen-nov-21.pdf?_gl=1*1oncqzc*_up*MQ..*_ga*MTYyODI5OTQ3OS4xNjY2NzgyMzc2*_ga_TRQXB95J5R*MTY2Njc4MjM3NS4xLjEuMTY2Njc4MjQ1Mi4wLjAuMA..

4 Selskabsøkonomi, driftsøkonomi og forbrugerøkonomi

De driftsøkonomiske konsekvenser er udarbejdet under hensyn til følgende forudsætninger:

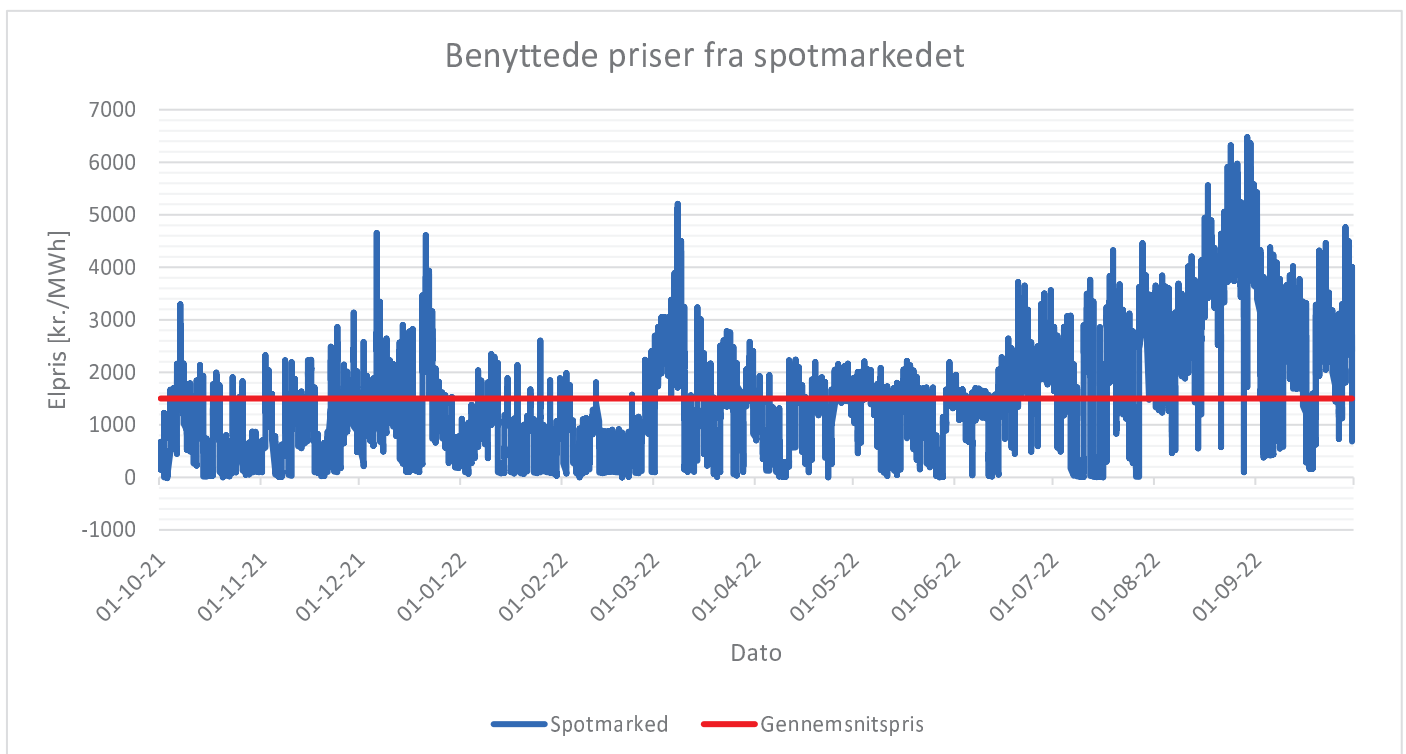
Afgifter, nettariffer og lignende er alle baseret på senest udmeldte priser, som træder i kraft fra 2023. Skuldelev Energiselskab har oplyst, at købsprisen på flis for det forgangne år var ca. 710 kr./ton, dog med 30% prisstigning fra maj 2022, dette er inkluderet i simuleringen. Priserne på elmarkedet og købsprisen på naturgas er baseret på seneste markedspriser målt over et år, i skrivende stund er dette fra oktober 2021 til oktober 2022. Disse er yderligere beskrevet i det følgende.

Købsprisen på naturgas baseres på historiske priser fra Andel Energi A/S, som er energileverandør, heriblandt naturgasdistributør, med mere end 1,2 mio. privat- og erhvervskunder. De benyttede priser kan ses i Tabel 5.

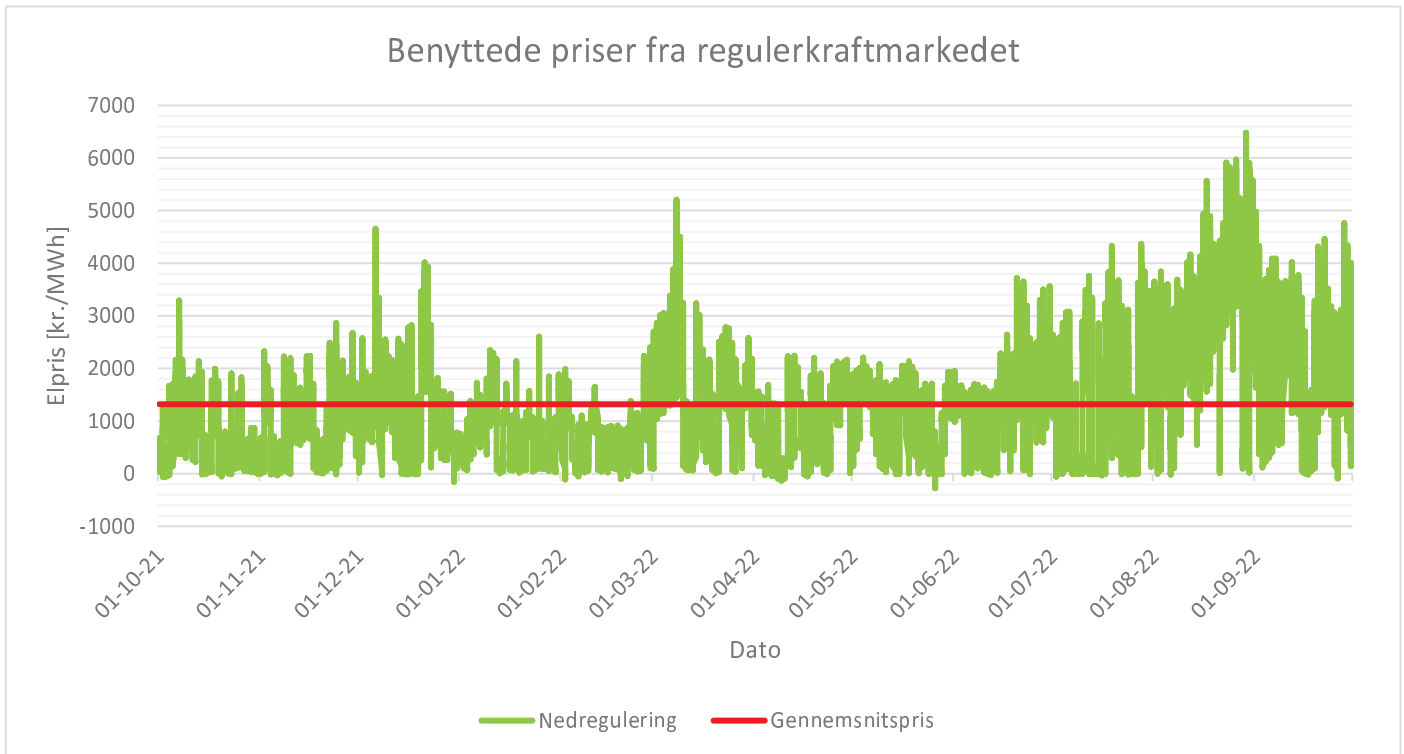
Gaspriser for erhvervskunder oktober 2021 - oktober 2022												
Årstal	2021			2022								
Måned	Okt	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep
Pris DKK/Nm ³	8,18	7,79	10,44	7,91	7,63	12,12	9,48	8,40	9,12	15,66	21,42	17,22

Tabel 5 - Gaspriser, kilde: <https://andelenergi.dk/erhverv/naturgas/vejledende-og-historiske-naturgaspriser/>

Gasmotoren producerer elektricitet som sælges på spotmarkedet og elkedelanlægget forbruger elektricitet, som indkøbes på regulerkraftmarkedet. Priserne på spot- og regulerkraftmarkedet er hentet fra Energinets offentlig tilgængelige database og disse præsenteres på hhv. Figur 6 og Figur 7.



Figur 6 - Priser på spotmarkedet for perioden 1. oktober 2021 til 1. oktober 2022.



Figur 7 - Priser på nedregulering i regulerkraftmarkedet i perioden 1. oktober 2021 til 1. oktober 2022.

Yderligere er økonomien baseret på at varmegærket indgår en aftale med Energinet om at deltage på kapacitetsmarkedet. Her bliver elkedlerne udbudt som reservetyperen "FCR-D (nedregulering)", som på dansk kan betegnes "Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve". For at udbyde denne reservetype, er det nødvendigt at elkedelanlægget ikke er i drift. Hvis elkedelanlægget bliver aktiveret, og det er udbudt som FCR-D (ned³), skyldes det at der er overproduktion af elektricitet på elnettet, hvorved elkedelanlægget sammen med andre el-forbrugsenheder balancerer elproduktion og elforbrug på elnettet.

Varmegærket vil hermed modtage en såkaldt rådighedsbetaling, for at muliggøre at elkedlerne kan aktiveres af Energinet i tilfælde af at der opstår ubalancer på elnettet. Det samlede behov for FCR-D (ned) på det Nordiske Elsystem er fastsat til ca. 1.400 MW.

Dette behov fordeles mellem alle nordiske TSO'er⁴, hvor Energinet er forpligtet til at indkøbe 38 MW.⁵ FCR-D (ned) indkøbes på et fælles Dansk/Svensk marked, hvorved værkets kommende elkedler også udbydes til Svenska Kraftnät, som er TSO i Sverige. Svenska Kraftnät vil i gennemsnit indkøbe 120 MW FCR-D (ned) i 2022.⁶ Det er eftertragtet at deltage på kapacitetsmarkedet, hvorfor adgangen til dette marked baseres på auktioner. Energinet og Svenska Kraftnät opretter auktioner, hvor el-forbrugere byder på størrelsen af rådighedsbetalingen de i givet fald vil modtage. De lavestbydende aktører vinder hermed auktionen og modtager det beløb, som de bød.

Forud for deltagelse, er det dog påkrævet at el-forbrugsenheden er verificeret af Energinet til at tilbyde denne reservetype.⁷ Denne godkendelse stiller blandt andet krav til responstid, hvor elkedlen er ét af de få el-forbrugsenheder, som kan opfylde dette kriterie.

³ Nedregulering

⁴ Systemansvarlige transmissionsvirksomheder

⁵ <https://energinet.dk/EI/Systemydelse/indkob-og-udbud/FCR-D>

⁶ <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/fcr-d-ned/>

⁷ <https://energinet.dk/EI/Systemydelse/Adgang-til-systemydelsesmarkederne/Praekvalifikation-og-test>

Danske Commodities er balanceansvarlig aktør, og de handler på balancemarkedet for deres kunder, som blandt andet er kraftvarmeværkerne. Danske Commodities har erfaring med at udbyde deres kunders elkedler som reservetypen FCR-D (Ned), hvor deres historiske succesrate er på 80% af de auktioner de deltager i.

Projektets økonomi baseres herved på at der modtages rådighedsbetaling i 80% af de timer om året, hvor elkedelanlægget ikke er i drift.

Ovenstående skal ses som en konservativ tilgang til fortjenesten vedrørende rådighedsbetalingen, af to årsager:

1. Elkedelanlægget udbydes ikke på kapacitetsmarkedet, hvis det er i drift.
2. Forsimplet deltagelse på kapacitetsmarkedet.

Når elkedelanlægget er i drift, kan Danske Commodities udbyde det som en anden reservetype på kapacitetsmarkedet, hvor elkedelanlægget drift ophører, hvis det aktiveres. Hermed er der et potentiale for at øge indtjening fra rådighedsbetalingen.

I de tilfælde hvor elkedelanlægget ikke vinder auktionen vedrørende FCR-D (ned), vil Danske Commodities udbyde den som en alternativ reservetype, hvorved der fortsat modtages rådighedsbetaling, men til den pris der er gældende for pågældende reservetype.

Ovenstående er ikke inkluderet i projektets økonomi, rådighedsbetalingen er udelukkende baseret på priserne fra auktioner for FCR-D (ned), med en succesrate på 80%.

Den gennemsnitlige pris for rådighedsbetaling for FCR-D (ned) i perioden 1. januar til 1. oktober er ca. 180 kr./MW_{el}, denne markedspris benyttes i nærværende projektforslag. I et senere afsnit foretages en følsomhedsanalyse, for at undersøge om der er en selskabs- og samfundsøkonomisk besparelse i tilfælde af at den gennemsnitlige pris for rådighedsbetaling af FCR-D (ned) reduceres.

Rådighedsbetalingen for at tilbyde reservetyperne FCR-D (ned) er essentiel for projektets økonomi, hvorved det er påkrævet at evaluere fremtidsudsigterne for FCR-D (ned).

Energinet har udarbejdet publikationen, *Behovsvurdering for Systemydelse 2022*⁸, hvor den nærmeste fremtidsudsigt for FCR-D reserven i Østdanmark kan ses i Tabel 6. Denne publikation er fra september 2021, hvorfor det angivet behov for 2022 i publikationen ikke er defineret, det aktuelle behov for 2022 er på 38 MW, som angivet fra Energinets hjemmeside. Energinet forventer hermed at behovet for FCR-D (nedregulering) stiger fra 2022 til 2023.

År	FCR-D (Ned) DK2 Behov	FCR-D (Ned) DK2 Indkøb
2022	- ⁹ MW	- MW
2023	-42 MW	-42 MW
2026	-42 MW	-42 MW

Tabel 6 - Behov for FCR-D i Østdanmark (DK2) frem mod 2026.

Kilde: *Behovsvurdering for Systemydelse 2022*, Energinet, Tabel 10.

Ligeledes forudsiges behovet på længere sigt i publikationen, *Behovsvurdering for Systemydelse 2022*, Energinet:

”Med nedslag i 2030 vurderes ubalancer at være kraftigt stigende som følge af den voksende kapacitet af

⁸ <https://energinet.dk/EI/Systemydelse/Markedsgoerelse-og-behovsvurdering>

⁹ Publikationen er fra september 2021, det aktuelle behov i 2022 er 38 MW.

VE¹⁰ samt fleksibelt og prisfølsomt forbrug. Alt andet lige forventes ubalancerne at stige til mere end det dobbelte i ekstreme situationer sammenlignet med i dag, bl.a. pga. afvigelser fra produktions- og forbrugsprognoser.”

Energinet vurderer at behovet for FCR-D (ned) i Østdanmark forøges i fremtiden, jf. *Behovsvurdering for Systemydelser 2022, Energinet, Tabel 27.*

Ovenstående konkluderer, at der også i fremtiden vil være behov for reservetyperen FCR-D (ned) i DK2-området.

4.1 Driftsøkonomi

Til beregning af driftsøkonomien er der anvendt en modelberegning i EnergyPRO, så der i samtlige 8760 timer om året prioriteres at producere varme på den produktionsenhed, som giver den mindste varmeproduktionspris. Driftsøkonomien for nuværende drift og projektet kan ses i Tabel 7.

Driftsøkonomi		Reference	Projekt
Elsalg, naturgasbaseret (Elspotmarkedet)	kr./år	1.259.275	888.297
Elkøb til elkedlen (Regulerkraftmarked)	kr./år	0	-158.119
Rådighedsbetaling (FCR-D (nedregulering))	kr./år	0	2.103.593
Vedligeholdelsesudgifter, produktionsenheder	kr./år	-192.286	-161.901
Brændselskøb naturgas inkl. levering	kr./år	-1.703.115	-796.521
Afgifter inkl. refusioner	kr./år	-337.374	-118.499
Brændselskøb flis	kr./år	-1.034.017	-935.350
Elafgift, nettarif, ENDK tarif, ved levering af el	kr./år	0	-244.902
Samlede driftsomkostninger / Netto varmeproduktionsomkostning	kr./år	-2.007.517	576.598
Forskel i driftsomkostninger, årlig besparelse	kr./år		2.584.115
Netto enhedsomkostning, varmeproduktion	kr./MWh	278	-80

Tabel 7 - Driftsøkonomi, beslutningsgrundlaget.

Værkets driftsøkonomi viser en betydelig besparelse ved etablering af elkedelanlæg og akkumuleringstank. Således er den beregnede besparelse i produktionsomkostningen kr. 358 pr. MWh varme. Besparelsen er beregnet inden finansiering.

Resultaterne fra EnergyPRO, er vedhæftet i Bilag nr. 1.

4.2 Selskabsøkonomi

Det er essentielt, at løbetiden af lånet der optages vedrørende investeringerne, afspejler de pågældende investeringers levetid. Ellers resulterer det i, at nuværende forbrugere fejlagtigt betaler for meget for investeringer, som også vedrører kommende forbrugere.

For at imødekomme dette kriterie er lånets løbetid baseret på den forventede levetid af hver investering og vægtet baseret på prisen. Investeringen i referencen består af levetidsforlængelse af naturgaskedel og naturgasmotor, hvor løbetiden er sat til 20 år. Løbetiden for projektet, findes ved vægtet gennemsnit af posterne i Tabel 4, som bliver 27 år.

¹⁰ Vedvarende energi

Selskabsøkonomien baseres på at der optages et lån med en fast rente på 5,0% i hele tilbagebetalingsperioden, hvor resultatet er vist i Tabel 8.

Selskabsøkonomi		Reference	Projekt
Nettobeløb til finansiering	kr.	-1.200.000	-12.662.500
Forskel i finansiering	kr.		-11.462.500
Lånets løbetid	år	20	27
Årlig ydelse 20 år / 27 år	kr./år	-95.034	-855.538
Nettobesparelse inkl. finansiering	kr./år		1.823.611
Tilbagebetalingstid	år		6,3
Varmeproduktionspris inkl. finansiering	kr./MWh	292	39

Tabel 8 - Selskabsøkonomi, beslutningsgrundlag.

Ved gennemførelse af projektet er den selskabsøkonomiske konsekvens en besparelse, som består af driftsøkonomiske besparelser samt udgiften til finansiering. Besparelsen pr. MWh produceret varme er således 253 kr. i gennemsnit.

4.2.1 Selskabsøkonomi Følsomhedsanalyse 1

Af driftsøkonomien fremgår en besparelse på 358 kr. pr. MWh varme i projektet relativt til referencen. Inkluderes finansieringsomkostningerne reduceres besparelsen til 253 kr. pr. MWh varme, som det fremgår af selskabsøkonomien.

2022 har indtil nu budt på prisstigninger på flere områder, heriblandt energipriser og forbrugerpriser. Det kan derfor forekomme, at de oplyste beløb vedrørende investeringer i projektforslaget, er utilstrækkelige. For at imødekomme denne usikkerhed, udarbejdes en følsomhedsanalyse, hvor investeringsbeløb forøges for at belyse dets indflydelse på selskabsøkonomien.

Investeringsbeløbet forøges med 20% for at sikre at eventuelle prisstigninger er indenfor det undersøgte prisinterval. Hermed baseres følsomhedsberegningen på at forøge den samlede investering med 2.532.500 kr., hvorved selskabsøkonomien er beregnet over tilbagebetalingsperioden, som det fremgår af Tabel 9.

Følsomhed 1-Selskabsøkonomi		Reference	Følsomhed 1
Nettobeløb til finansiering	kr.	-1.440.000	-15.195.000
Forskel i finansiering	kr.		-13.755.000
Årlig ydelse 20 år / 27 år	kr./år	-114.040	-1.026.645
Nettobesparelse inkl. finansiering	kr./år		1.671.510
Tilbagebetalingstid	år		8,2
Varmeproduktionspris inkl. finansiering	kr./MWh	294	62

Tabel 9 - Følsomhedsanalyse 1 – 20% forøgelse af aktuelt investeringsbudget.

Som det fremgår af Tabel 9, vil en 20% prisstigning af investeringsbudgettet resultere i, at den selskabsøkonomiske besparelse reduceres fra 253 kr. pr. MWh varme til 232 kr. pr. MWh.

4.2.2 Selskabsøkonomi Følsomhedsanalyse 2

Som benævnt i afsnit 4.2.1, så har 2022 indtil skrivende stund budt på prisstigninger på blandt andet energimarkedet. I denne sammenhæng er det aktuelt at evaluere projektets robusthed i forhold til yderligere prisstigninger på energimarkedet.

I den samfundsøkonomisk følsomhedsanalyse, som præsenteres i kapitel 5, varieres brændsels- og elpriser med +/- 20%, denne sats benyttes ligeledes i denne analyse. Indflydelsen af varierende energipriser, kan ses i Tabel 10 og Tabel 11.

Følsomhed 2.1 - Selskabsøkonomi		Reference	Følsomhed 2
Samlede driftsomkostninger	kr.	-2.280.675	401.778
Årlig ydelse 20 år / 27 år	kr./år	-95.034	-855.538
Nettobesparelse inkl. finansiering	kr./år		1.921.949
Varmeproduktionspris inkl. finansiering	kr./MWh	329	63

Tabel 10 - Følsomhedsanalyse 2.1 – 20% Prisstigning på energipriser, relativt til beslutningsgrundlaget.

Følsomhed 2.2 - Selskabsøkonomi		Reference	Følsomhed 2
Samlede driftsomkostninger	kr.	-1.730.826	770.053
Årlig ydelse 20 år / 27 år	kr./år	-95.034	-855.538
Nettobesparelse inkl. finansiering	kr./år		1.740.375
Varmeproduktionspris inkl. finansiering	kr./MWh	253	12

Tabel 11 - Følsomhedsanalyse 2.2 – 20% Prisfald på energipriser, relativt til beslutningsgrundlaget.

Ved implementering af 20% stigning på energipriserne, øges besparelsen i selskabsøkonomien fra 253 kr./MWh til 266 kr./MWh. Hvis energipriserne reduceres med 20% bliver besparelsen i selskabsøkonomien 241 kr./MWh. Resultaterne fra EnergyPRO, er vedhæftet i Bilag nr. 2 og 3.

4.2.3 Selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 3

En vital parameter for projektets økonomi er rådighedsbetalingen, hvor der modtages betaling for reservetyperen FCR-D (ned). Denne reservetype blev introduceret fra starten af kalenderåret 2022. Økonomien i nærværende projektforslag, baseres på den gennemsnitlige pris for denne reservetype i perioden 1. januar 2022 til 1. oktober 2022, som bliver ca. 180 kr./MWh. Yderligere fastsættes succesraten til 80%, som svarer til historisk data fra Danske Commodities.

Ifølge Energinets egen prognose, tidligere præsenteret i Tabel 6, er der fortsat behov for denne reservetype i den nærmeste fremtid. Yderligere forventer Energinet at behovet øges efter 2026. Det er dog sandsynligt at der på længere sigt er flere aktører der gerne vil deltage, og tilbyde reservetyperen FCR-D (ned). Konsekvensen af dette er; enten falder den gennemsnitlige pris på auktionen, succesraten falder eller en kombination af begge.

Konsekvensen af ovenstående vil blive belyst i denne følsomhedsanalyse, hvor prisen på reservetyperen reduceres fra 180 kr./MWh til 100 kr./MWh og succesraten reduceres fra 80% til 65%. Selskabsøkonomien ved disse implementeringer fremgår af Tabel 12.

Følsomhed 3 - Selskabsøkonomi		Reference	100 kr./MWh 80% hitrate	180 kr./MWh 65% hitrate	100 kr./MWh 65% hitrate
Samlede driftsomkostninger	kr.	-2.007.517	-353.964	182.174	-573.907
Årlig ydelse 20 år / 27 år	kr./år	-95.034	-855.538	-855.538	-855.538
Nettobesparelse inkl. finansiering	kr./år	500	893.049	1.429.187	673.106
Varmeproduktionspris inkl. finansiering	kr./MWh	292	168	93	198

Tabel 12 - Følsomhedsanalyse 3 – Varierende specifikationer vedrørende rådighedsbetaling.

Den selskabsøkonomiske besparelse i beslutningsgrundlaget er på 253 kr./MWh. Selv hvis prisen på reservetyperne reduceres fra 180 kr./MWh til 100 kr./MWh og succesraten reduceres fra 80% til 65%, er der en selskabsøkonomisk besparelse på 94 kr./MWh.

I nærværende projektforslag baseres projektets økonomi på at elkedelanlægget udlægges som reservetyperne FCR-D (ned) på kapacitetsmarkedet. Der findes flere forskellige reservetyper på kapacitetsmarkedet, som stiller forskellige tekniske krav. Elkedlen kan udbydes som samtlige tilgængelige reservetyper og flere af disse har en større økonomisk potentiale end FCR-D (ned).

Grundet ovenstående vurderes indtjeningsmulighederne på elkedlen, som værende robust nok til at løfte projektets økonomi, selv hvis potentialet for reservetyperne FCR-D (ned) reduceres.

4.3 Brugerøkonomi

Den brugerøkonomiske konsekvens er direkte afledt af den selskabsøkonomiske, idet den samlede besparelse pr. MWh produceret varme anvendes til at reducere forbrugernes varmeudgift.

Dansk Fjernvarme opgør hvert år den gennemsnitlige varmeomkostning for et standardhus på 130m³, som bruger 18,1 MWh pr. år.

Den brugerøkonomiske konsekvens fremgår af Tabel 13.

Forbrugerøkonomi		Reference	Projekt
Varmeproduktionspris inkl. finansiering	kr./MWh	292	39
Årligt varmeforbrug	MWh/år	18	18
Samlet årlig varmeregning	kr./år	5.276,78	700,06
Forbrugerøkonomisk projektfordel	kr./år		4.576,73

Tabel 13 - Brugerøkonomi for hhv. referencen og projektet.

Ved gennemførelse af projektet bliver den årlige besparelse for et standardhus således kr. 4.576,73.

5 Samfundsøkonomi

Alle priser er regnet i 2022 priser.

Vedrørende elpriser, så indeholder Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger af februar 2022 kun en vejledende pris, bestående af skønnede markedspriser tillagt transportomkostninger.

Af Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger af februar 2022 fremgår:

”I konkrete tilfælde kan der lokalt og under inddragelse af det lokale netselskab eller Energinet fastlægges andre tariffer baseret på de faktiske omkostninger forbundet med levering, fx i tilfælde af systemydelse, herunder afbrydelighed/fleksibilitet. Såfremt sådanne lokale priser ikke kan fremskaffes, anvendes Energistyrelsens priser.”

Balancemarkedet (og herunder kapacitetsmarkedet) vedrører systemydelser, eftersom det benyttes til at sikre drift af elsystemet.

I henhold til Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger af februar 2022 tilføjes indtjeningen fra rådighedsbetaling.

Omkostninger, som ikke ændres ved sammenligning mellem alternativet og projektforslaget er ikke medregnet i beregningerne. Levetiden for de individuelle investeringer opdeles som tidligere præsenteret i Tabel 4.

De samfundsøkonomiske beregninger er vedlagt som Bilag 4. Den samfundsøkonomiske omkostning af referencen og projektet kan ses i Tabel 14:

Samfundsøkonomi - Nutidsværdi 2022 - 1000 kr.	Reference	Projektet	Projektfordel	Projektfordel
Brændselskøb netto	22.288,4	23.385,7	-1.097,3	-4,9%
Investeringer	1.536,0	16.208,0	-14.672,0	-955,2%
Driftsomkostninger	3.135,2	2.639,2	496,0	15,8%
Rådighedsbetaling	0,0	-38.932,2	38.932,2	-
CO ₂ /CH ₄ /N ₂ O-omkostninger	4.604,3	2.250,2	2.354,1	51,1%
SO ₂ omkostninger	37,1	35,1	2,1	0,1
NO _x -omkostninger	418,3	339,4	78,9	18,9%
PM _{2,5} omkostninger	156,6	142,3	14,3	9,1%
Afgiftsforvriddningseffekt	-690,2	-259,3	-430,9	62,4%
Scarpværdi	0,0	-1.561,8	1.561,8	-
I alt	31.485,7	4.246,6	27.239,1	86,5%

Tabel 14 - Samfundsøkonomi – alle priser er opgivet i 1.000 kr.

Som det fremgår af Tabel 14, så har projektet en positiv samfundsøkonomisk konsekvens på 86,5%.

5.1 Samfundsøkonomi følsomhedsanalyser

Det fremgår af ”Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2021” og ”Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022, Energistyrelsen, februar 2022” at der skal foretages følsomhedsberegninger med henholdsvis højere og lavere bud på:

- Priser på brændsler

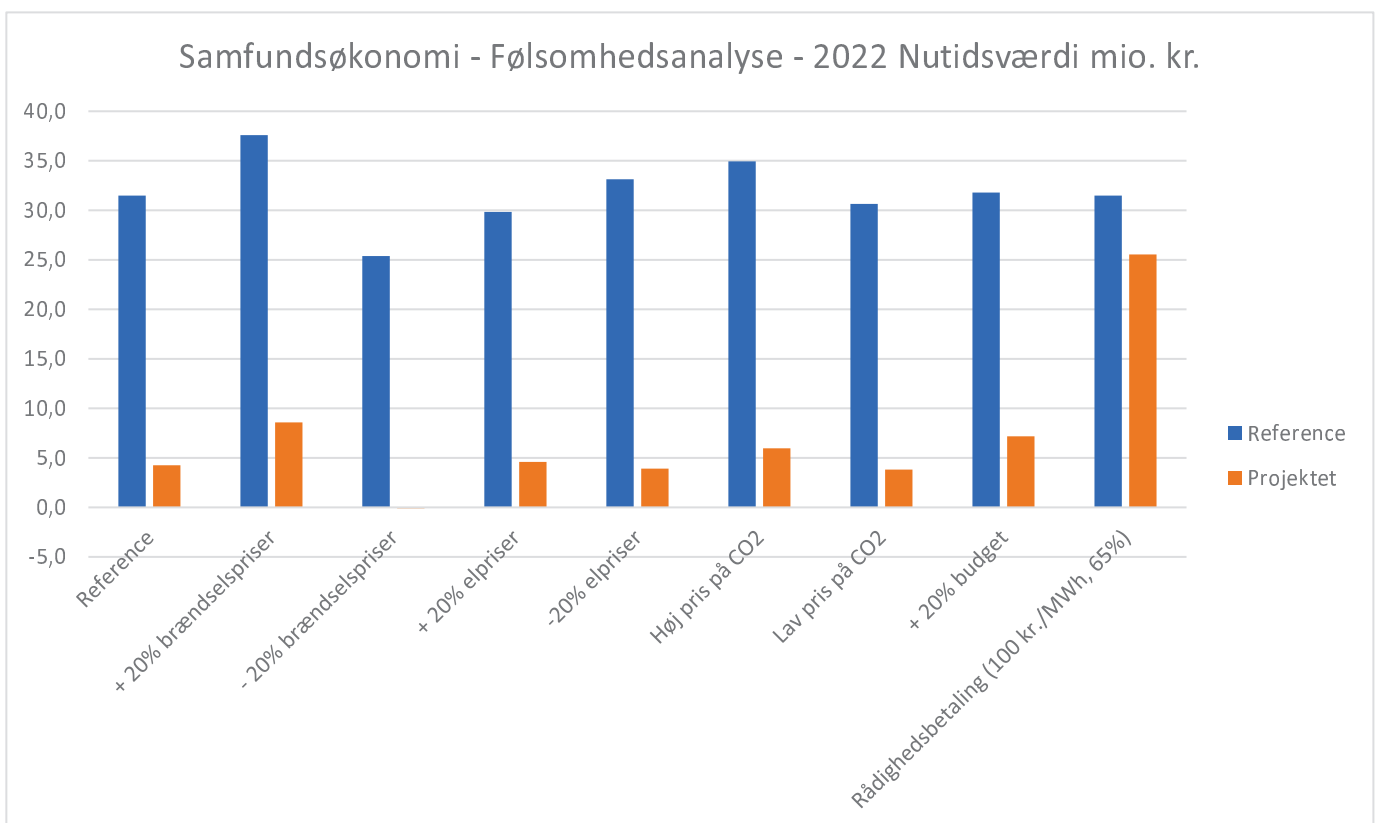
- Priser på el
- Priser på CO₂-priser

Yderligere inkluderes følsomhedsberegninger på investeringsomkostninger og rådighedsbetalingen. Brændsels- og elpriser er varieret med 20%, som anbefalet i "Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2021".

Vedrørende CO₂-priser, benyttes priserne anvist i "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022, Energistyrelsen, februar 2022" Tabel 16, for henholdsvis høje- og lave priser.

Vedrørende investeringsomkostninger og rådighedsbetaling, så varieres disse med den samme størrelse, som i selskabsøkonomien. Hermed varieres budgettet med 20% og rådighedsbeløbet reduceres fra ca. 180 kr./MWh (pris ANNO 2021) til 100 kr./MWh og hitraten reduceres fra 80% til 65%.

Resultaterne fra følsomhedsanalysen kan ses i Figur 8.



Figur 8 - Følsomhedsanalyse af projektets samfundsøkonomi.

Projektet resulterer i en betydelig samfundsøkonomisk besparelse i samtlige af scenarierne der er inkluderet i denne følsomhedsanalyse. Det fremgår af Figur 8, at rådighedsbetalingen er den primære driver i samfundsøkonomien. Samlet set er betalingen reduceres med 55% i nærværende følsomhedsanalyse relativ til projektet, hvor den samfundsøkonomiske besparelse falder fra 86,5% til 18,9%.

Igen skal det fremhæves at indtjeningsmulighederne på elkedelanlægget er robuste, da den kan udlægges som en anden reservetype i tilfælde af at det økonomiske potentiale for FCR-D (ned) reduceres.

5.2 Klima- og miljømæssig vurdering

Gennemføres projektforslaget vil de samlede emissioner fra Skuldelev Energiselskab A.m.b.a. reduceres, som vist i Tabel 15.

Dette skyldes, at størstedelen af den varmeproduktion, som var baseret på naturgas, nu baseres på el.

Emissioner over 20-årig periode	Reference (ton)	Projektet (ton)	Projektfordel (ton)	Forskel (%)
CO ₂ -ækvivalenter (inkl. CH ₄ og N ₂ O)	5.879,5	3.339,0	2.540,6	43,2%
SO ₂ -emissioner	2,8	2,6	0,2	7,9%
NO _x -emissioner	37,2	29,3	7,8	21,1%
PM _{2,5} -emissioner	2,6	2,3	0,3	12,2%
CO₂-balancepris				
Balancepris - CO ₂ (inkl. CH ₄ og N ₂ O)			kr./ton	-3.753,65

Tabel 15 - Oversigt over emissioner samt projektets CO₂-balancepris.

Bilag 1. Beregninger vedrørende beslutningsgrundlaget

Beregninger for referencen og projektet.

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Beslutningsgrundlag.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.

Sammenlign driftens betalinger, Projektet

Beregnet periode: 01-2021 - 12-2021
(Alle beløb i DKK)

	Reference	Projektet
Driftsindtægter		
Salg af el	1.259.275	888.297
Rådighedsbetaling	0	2.103.593
Driftsindtægter ialt	1.259.275	2.991.890
Driftsudgifter		
Drift- og vedligehold		
Gasmotorer	33.965	18.722
Naturnatgaskedler	2.054	0
Solfanger	5.638	5.679
Biomassekedel	133.475	121.840
Aske deponi Skovflis	17.155	15.659
Drift- og vedligehold ialt	192.286	161.901
Brændsel		
Gaskøb motorer	1.280.642	754.485
Gaskøb kedler	323.058	0
Gastransport omkostninger	99.415	42.036
Fliskøb Biomassekedel	1.034.017	935.350
Indfødningsstarif el	5.095	2.808
Brændsel ialt	2.742.227	1.734.679
Naturgas motor		
Energiafgift motor	431.509	237.861
Refusion energiafgift motor	-257.963	-142.197
CO2 afgift Naturgas motor	56.022	30.881
Refusion CO2 afgift motor	-33.491	-18.461
NOx afgift	4.099	2.260
Metan afgift	9.701	5.348
Naturgas motor ialt	209.879	115.691
Naturnatgaskedel		
Energiafgift Kedel	105.016	0
CO2 afgift Kedel	17.012	0
NOx afgift Kedel	373	0
Naturnatgaskedel ialt	122.401	0
Elkedel 1		
Køb af el i spotmarked	0	158.119
Elafgift	0	8.600
Nettarif til det lokale elnet	0	80.421
Nettarif til Energinet	0	153.731
Drift og vedligeholdelse	0	2.150
Elkedel 1 ialt	0	403.020
Driftsudgifter ialt	3.266.793	2.415.292
Nettobetaling fra drift	-2.007.518	576.598

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Beslutningsgrundlag.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.

Sammenlign energi omsætning

Beregnet periode: 01-2021 - 12-2021

		Reference	Projektet
Varmebehov	[MWh]	7.212,5	7.212,5
Elektricitet produceret af energianlæg Spotmarked	[MWh]	566,1	312,0
Elektricitet forbrugt af energianlæg Spotmarked	[MWh]	0,0	1.075,0
Leveret elektricitet Spotmarked	[MWh]	566,1	312,0
Peak	[MWh]	1,160	1,160
CO2 emission	[ton]	0,000	0,000
Modtaget elektricitet Spotmarked	[MWh]	0,0	1.075,0
Peak	[MWh]	0,000	1,800
CO2 emission	[ton]	0,000	0,000
Energianlæg: Solfanger			
Varme prod.	[MWh]	1.708,4	1.721,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	2.224,0	1.914,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	1.881,0	1.799,0
Starter		399,0	328,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	84,0	84,6
Totaleffektivitet	[%]	0,0	0,0
Energianlæg: Naturgas motor			
Naturgas forbrug	[Nm3]	136.640,0	75.320,0
Naturgas forbrug	[MWh]	1.503,0	828,5
Varme prod.	[MWh]	644,2	355,1
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	566,1	312,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	488,0	269,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	488,0	269,0
Starter		84,0	57,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	5,6	3,1
Totaleffektivitet	[%]	80,5	80,5
CO2 emission	[ton]	308,1	169,8

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Beslutningsgrundlag.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.

Sammenlign energi omsætning**Energianlæg: Naturgaskedel**

Naturgas forbrug	[Nm3]	41.492,0	0,0
Naturgas forbrug	[MWh]	456,4	0,0
Varme prod.	[MWh]	410,8	0,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	672,0	0,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	240,2	0,0
Starter		34,0	0,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	2,7	0,0
Totaleffektivitet	[%]	90,0	0,0
CO2 emission	[ton]	93,6	0,0

Energianlæg: Biomassekedel

Flis forbrug	[ton]	1.409,1	1.286,3
Flis forbrug	[MWh]	4.974,1	4.540,5
Varme prod.	[MWh]	4.449,2	4.061,3
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	5.068,0	4.591,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	4.995,7	4.560,1
Starter		16,0	8,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	57,1	52,1
Totaleffektivitet	[%]	89,4	89,4

Energianlæg: Elkedel 1

Varme prod.	[MWh]	0,0	1.075,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	1.075,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	0,0	620,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	0,0	596,2
Starter		0,0	144,0
COP varme	[%]	0,0	1,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	0,0	6,8
Totaleffektivitet	[%]	0,0	100,0

Brændselsforbrug: Naturgas

Brændselsforb.	[Nm3]	178.132,0	75.320,0
Brændselsforb.	MWh	1.959,5	828,5
Peak	[MW]	3,308	3,080
CO2 emission	[ton]	401,7	169,8

Brændselsforbrug: Flis

Brændselsforb.	[ton]	1.409,1	1.286,3
Brændselsforb.	MWh	4.974,1	4.540,5
Peak	[MW]	0,995	0,995
CO2 emission	[ton]	0,0	0,0

Bilag 2. Beregninger vedrørende selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 2.1

Beregninger for referencen og projektet ved selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 2.1.

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Følsomhedsberegning 2.1.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.
+ 20% prisstigning på energipriser.

Sammenlign driftens betalinger, Projektet

Beregnet periode: 01-2021 - 12-2021
(Alle beløb i DKK)

	Reference	Projektet
Driftsindtægter		
Salg af el	1.693.099	1.291.227
Rådighedsbetaling	0	2.103.593
Driftsindtægter ialt	1.693.099	3.394.820
Driftsudgifter		
Drift- og vedligehold		
Gasmotorer	38.350	23.107
Naturgaskedler	1.922	0
Solfanger	5.638	5.679
Biomassekedel	131.772	114.631
Aske deponi Skovflis	16.936	14.733
Drift- og vedligehold ialt	194.617	158.150
Brændsel		
Gaskøb motorer	1.727.477	1.120.344
Gaskøb kedler	362.117	0
Gastransport omkostninger	107.772	51.881
Fliskøb Biomassekedel	1.224.530	1.052.333
Indfødningsstarif el	5.752	3.466
Brændsel ialt	3.427.648	2.228.025
Naturgas motor		
Energiafgift motor	487.216	293.568
Refusion energiafgift motor	-291.265	-175.499
CO2 afgift Naturgas motor	63.255	38.114
Refusion CO2 afgift motor	-37.815	-22.785
NOx afgift	4.628	2.789
Metan afgift	10.954	6.600
Naturgas motor ialt	236.974	142.786
Naturgaskedel		
Energiafgift Kedel	98.267	0
CO2 afgift Kedel	15.918	0
NOx afgift Kedel	349	0
Naturgaskedel ialt	114.535	0
Elkedelanlæg		
Køb af el på regulerkraftmarkedet	0	177.886
Elafgift	0	9.858
Nettarif til det lokale elnet	0	97.670
Nettarif til Energinet	0	176.203
Drift og vedligeholdelse	0	2.464
Elkedelanlæg ialt	0	464.081
Driftsudgifter ialt	3.973.774	2.993.042
Nettobetaling fra drift	-2.280.675	401.778

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Følsomhedsberegning 2.1.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.
+ 20% prisstigning på energipriser.

Sammenlign energi omsætning

Beregnet periode: 01-2021 - 12-2021

		Reference	Projektet
Varmebehov	[MWh]	7.212,5	7.212,5
Elektricitet produceret af energianlæg Spotmarked	[MWh]	639,2	385,1
Elektricitet forbrugt af energianlæg Spotmarked	[MWh]	0,0	1.232,2
Leveret elektricitet Spotmarked	[MWh]	639,2	385,1
Peak	[MWh]	1,160	1,160
CO2 emission	[ton]	0,000	0,000
Modtaget elektricitet Spotmarked	[MWh]	0,0	1.232,2
Peak	[MWh]	0,000	1,800
CO2 emission	[ton]	0,000	0,000
Energianlæg: Solfanger			
Varme prod.	[MWh]	1.708,4	1.721,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	2.264,0	1.949,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	1.881,0	1.799,0
Starter		399,0	329,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	84,0	84,6
Totaleffektivitet	[%]	0,0	0,0
Energianlæg: Naturgas motor			
Naturgas forbrug	[Nm3]	154.280,0	92.960,0
Naturgas forbrug	[MWh]	1.697,1	1.022,6
Varme prod.	[MWh]	727,3	438,2
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	639,2	385,1
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	551,0	332,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	551,0	332,0
Starter		94,0	71,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	6,3	3,8
Totaleffektivitet	[%]	80,5	80,5
CO2 emission	[ton]	347,9	209,6

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Følsomhedsberegning 2.1.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.
+ 20% prisstigning på energipriser.

Sammenlign energi omsætning**Energianlæg: Naturgaskedel**

Naturgas forbrug	[Nm3]	38.825,3	0,0
Naturgas forbrug	[MWh]	427,1	0,0
Varme prod.	[MWh]	384,4	0,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	617,0	0,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	224,7	0,0
Starter		33,0	0,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	2,6	0,0
Totaleffektivitet	[%]	90,0	0,0
CO2 emission	[ton]	87,6	0,0

Energianlæg: Biomassekedel

Flis forbrug	[ton]	1.391,1	1.210,1
Flis forbrug	[MWh]	4.910,6	4.271,8
Varme prod.	[MWh]	4.392,4	3.821,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	4.984,0	4.312,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	4.932,4	4.289,6
Starter		20,0	9,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	56,3	49,0
Totaleffektivitet	[%]	89,4	89,4

Energianlæg: Elkedelanlæg

Varme prod.	[MWh]	0,0	1.232,2
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	1.232,2
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	0,0	704,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	0,0	683,5
Starter		0,0	150,0
COP varme	[%]	0,0	1,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	0,0	7,8
Totaleffektivitet	[%]	0,0	100,0

Brændselsforbrug: Naturgas

Brændselsforb.	[Nm3]	193.105,3	92.960,0
Brændselsforb.	MWh	2.124,2	1.022,6
Peak	[MW]	3,308	3,080
CO2 emission	[ton]	435,5	209,6

Brændselsforbrug: Flis

Brændselsforb.	[ton]	1.391,1	1.210,1
Brændselsforb.	MWh	4.910,6	4.271,8
Peak	[MW]	0,995	0,995
CO2 emission	[ton]	0,0	0,0

Bilag 3. Beregninger vedrørende selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 2.2

Beregninger for referencen og projektet ved selskabsøkonomi følsomhedsanalyse 2.2.

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Følsomhedsberegning 2.2.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.
20% prisfald på energipriser.

Sammenlign driftens betalinger, Projektet

Beregnet periode: 01-2021 - 12-2021
(Alle beløb i DKK)

	Reference	Projektet
Driftsindtægter		
Salg af el	923.551	609.692
Rådighedsbetaling	0	2.103.593
Driftsindtægter ialt	923.551	2.713.285
Driftsudgifter		
Drift- og vedligehold		
Gasmotorer	30.346	15.660
Naturnatgaskedler	2.269	0
Solfanger	5.638	5.679
Biomassekedel	134.244	128.599
Aske deponi Skovflis	17.254	16.528
Drift- og vedligehold ialt	189.750	166.466
Brændsel		
Gaskøb motorer	921.981	508.592
Gaskøb kedler	289.827	0
Gastransport omkostninger	93.713	35.160
Fliskøb Biomassekedel	831.828	793.042
Indfødningsstarif el	4.552	2.349
Brændsel ialt	2.141.901	1.339.143
Naturgas motor		
Energiafgift motor	385.529	198.954
Refusion energiafgift motor	-230.475	-118.938
CO2 afgift Naturgas motor	50.053	25.830
Refusion CO2 afgift motor	-29.922	-15.442
NOx afgift	3.662	1.890
Metan afgift	8.668	4.473
Naturgas motor ialt	187.514	96.768
Naturnatgaskedel		
Energiafgift Kedel	116.007	0
CO2 afgift Kedel	18.792	0
NOx afgift Kedel	413	0
Naturnatgaskedel ialt	135.212	0
Elkedelanlæg		
Køb af på regulerkraftmarkedet	0	134.392
Elafgift	0	7.263
Nettarif til det lokale elnet	0	67.565
Nettarif til Energinet	0	129.820
Drift og vedligeholdelse	0	1.816
Elkedelanlæg ialt	0	340.855
Driftsudgifter ialt	2.654.377	1.943.232
Nettobetaling fra drift	-1.730.826	770.053

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Følsomhedsberegning 2.2.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.
20% prisfald på energipriser.

Sammenlign energi omsætning

Beregnet periode: 01-2021 - 12-2021

		Reference	Projektet
Varmebehov	[MWh]	7.212,5	7.212,5
Elektricitet produceret af energianlæg Spotmarked	[MWh]	505,8	261,0
Elektricitet forbrugt af energianlæg Spotmarked	[MWh]	0,0	907,8
Leveret elektricitet Spotmarked	[MWh]	505,8	261,0
Peak	[MWh]	1,160	1,160
CO2 emission	[ton]	0,000	0,000
Modtaget elektricitet Spotmarked	[MWh]	0,0	907,8
Peak	[MWh]	0,000	1,800
CO2 emission	[ton]	0,000	0,000
Energianlæg: Solfanger			
Varme prod.	[MWh]	1.708,4	1.721,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	2.189,0	1.899,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	1.881,0	1.799,0
Starter		397,0	326,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	84,0	84,6
Totaleffektivitet	[%]	0,0	0,0
Energianlæg: Naturgas motor			
Naturgas forbrug	[Nm3]	122.080,0	63.000,0
Naturgas forbrug	[MWh]	1.342,9	693,0
Varme prod.	[MWh]	575,5	297,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	505,8	261,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	436,0	225,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	436,0	225,0
Starter		74,0	48,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	5,0	2,6
Totaleffektivitet	[%]	80,5	80,5
CO2 emission	[ton]	275,3	142,1

Skuldelev Energiselskab PF rev. 5 Følsomhedsberegning 2.2.epp

Skuldelev Energiselskab A.m.b.a., Egevej 27, 4050 Skibby.
Projektet vedrører etablering af 1800 kW elkedelanlæg og 800 m3 akkumuleringstank.
20% prisfald på energipriser.

Sammenlign energi omsætning**Energianlæg: Naturgaskedel**

Naturgas forbrug	[Nm3]	45.834,5	0,0
Naturgas forbrug	[MWh]	504,2	0,0
Varme prod.	[MWh]	453,8	0,0
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	762,0	0,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	265,3	0,0
Starter		40,0	0,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	3,0	0,0
Totaleffektivitet	[%]	90,0	0,0
CO2 emission	[ton]	103,4	0,0

Energianlæg: Biomassekedel

Flis forbrug	[ton]	1.417,2	1.357,6
Flis forbrug	[MWh]	5.002,7	4.792,4
Varme prod.	[MWh]	4.474,8	4.286,6
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	5.083,0	4.839,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	5.024,5	4.813,2
Starter		16,0	8,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	57,4	55,0
Totaleffektivitet	[%]	89,4	89,4

Energianlæg: Elkedelanlæg

Varme prod.	[MWh]	0,0	907,8
Processvarme prod.	[MWh]	0,0	0,0
Elproduktion.	[MWh]	0,0	0,0
Elforbrug.	[MWh]	0,0	907,8
Køleprod.	[MWh]	0,0	0,0
Varmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Procesvarmeforbrug.	[MWh]	0,0	0,0
Driftstimer	[timer]	0,0	526,0
Fuldlastsdriftstimer	[timer]	0,0	503,8
Starter		0,0	115,0
COP varme	[%]	0,0	1,0
Udnyttelsesfaktor	[%]	0,0	5,8
Totaleffektivitet	[%]	0,0	100,0

Brændselsforbrug: Naturgas

Brændselsforb.	[Nm3]	167.914,5	63.000,0
Brændselsforb.	MWh	1.847,1	693,0
Peak	[MW]	3,308	3,080
CO2 emission	[ton]	378,6	142,1

Brændselsforbrug: Flis

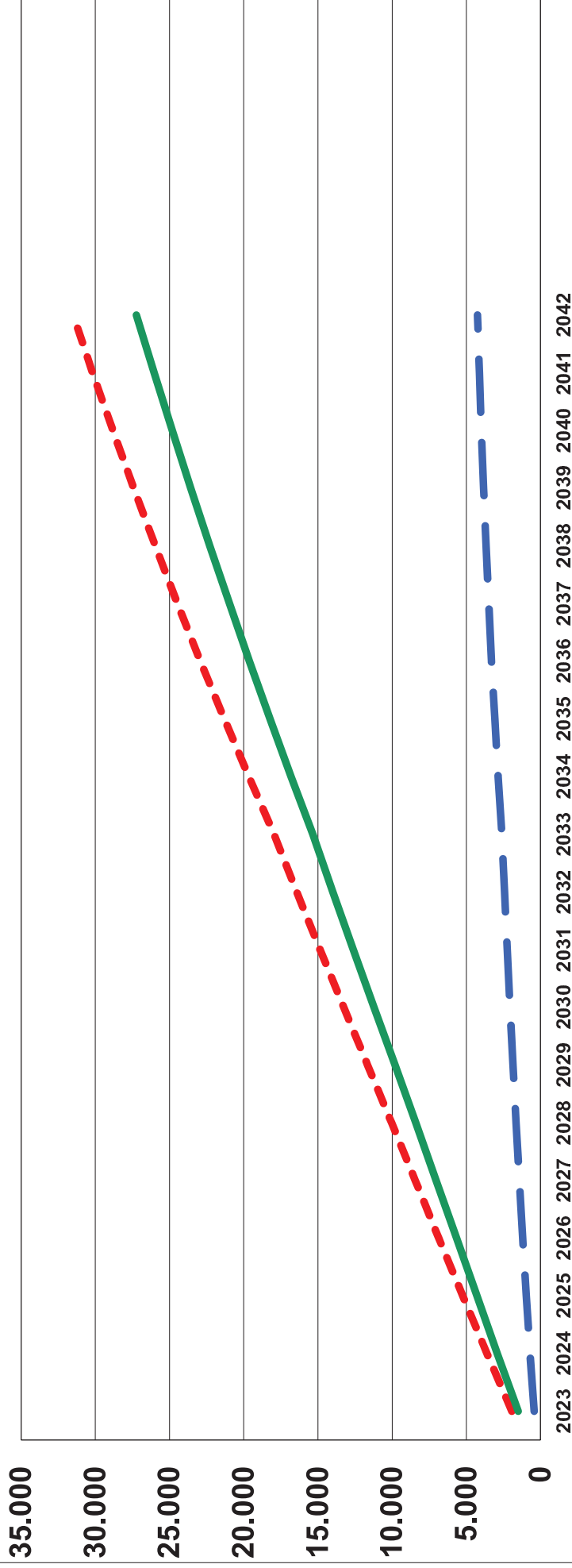
Brændselsforb.	[ton]	1.417,2	1.357,6
Brændselsforb.	MWh	5.002,7	4.792,4
Peak	[MW]	0,995	0,995
CO2 emission	[ton]	0,0	0,0

Bilag 4. Samfundsøkonomiske beregninger

Samfundsøkonomisk beregning for referencen og projektet.

Samfundskøkonomiske omkostninger

(1.000 kr.)



—•— Akk. NPV - Reference

— Akk. NPV - Projektet (proj.)

— Samfundskøkonomisk fordel - projekt

Beregningsresultat

Resultat - 21040 Skuldelev Energiselskab - Etablering af elkedelanlæg & Akku. Tank				
Nutidsværdi 2023 - 42 (2022-prisniveau - 1.000 kr) (vers. 2.2)	Reference	Projektet	Projektfordel	Forskel i pct.
Brændselskøb netto	22.288,4	23.385,7	-1.097,3	-4,9%
Investeringer	1.536,0	16.208,0	-14.672,0	-955,2%
Driftsomkostninger	3.135,2	2.639,2	496,0	15,8%
Rådighedsbetaling	0,0	-38.932,2	38.932,2	-
CO ₂ /CH ₄ /N ₂ O-omkostninger	4.604,3	2.250,2	2.354,1	51,1%
SO ₂ -omkostninger	37,1	35,1	2,1	5,6%
NO _x -omkostninger	418,3	339,4	78,9	18,9%
PM _{2,5} -omkostninger	156,6	142,3	14,3	9,1%
Afgiftsforvridningseffekt	-690,2	-259,3	-430,9	62,4%
Scrapværdi	0,0	-1.561,8	1.561,8	-
I alt	31.485,73	4.246,59	27.239,1	86,5%
Emissioner (ekskl. el-produktion)				
Emissioner korrigeret for emissioner forbundet med evt. elproduktion (NPV for perioden 2023 - 42)	Reference (ton)	Projektet (ton)	Projektfordel (ton)	Forskel (%)
CO ₂ -ækvivalenter (inkl. CH ₄ og N ₂ O)	4.834,545	2.612,868	2.221,7	46,0%
SO ₂ -emissioner	2,843	2,698	0,1	5,1%
NO _x -emissioner	33,457	28,281	5,2	15,5%
PM _{2,5} -emissioner	2,602	2,372	0,2	8,8%
CO₂- balancepris				
Balancepris - CO ₂ (inkl. CH ₄ og N ₂ O)			kr/ton	-10.881,86

Specifikation af beregninger

Beregningsskema		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Beregningsskema																					
Emissionsmængder																					
Reference																					
-CO ₂	Ton	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5	397,5
-CH ₄	Kg	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1	2.792,1
-N ₂ O	Kg	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
CO ₂ -ækv. i alt	Ton	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1	490,1
- fradrag elproduktion	Ton	27,5	22,8	20,9	16,8	13,9	10,4	5,2	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Netto-CO₂-emission	Ton	462,6	467,4	469,2	473,3	476,3	479,8	484,9	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6	485,6
-SO ₂	Kg	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4	200,4
- fradrag elproduktion	Kg	9,0	8,5	7,9	6,8	5,6	4,5	2,3	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Netto-SO₂-emission	Kg	191,3	191,9	192,5	193,6	194,7	195,9	198,1	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7	198,7
-NO _x	Kg	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0	2.372,0
- fradrag elproduktion	Kg	105,5	94,2	85,2	73,3	63,7	55,8	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Netto-NO_x-emission	Kg	2.266,5	2.277,8	2.286,8	2.298,7	2.308,3	2.316,2	2.321,2	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0	2.328,0
-PM _{2,5}	Kg	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1	180,1
- fradrag elproduktion	Kg	0,3	0,3	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	0,2
Netto-PM_{2,5}-emission	Kg	179,8	179,8	179,9	179,9	179,9	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0
Projekter																					
-CO ₂	Ton	219,1	211,6	207,3	198,7	193,4	186,9	177,2	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1	175,1
-CH ₄	Kg	1.705,0	1.690,0	1.682,5	1.669,6	1.663,1	1.654,5	1.650,2	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9	1.645,9
-N ₂ O	Kg	69,4	69,2	68,9	68,6	68,4	68,3	68,2	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0
CO ₂ -ækv. i alt	Ton	282,4	274,5	269,9	260,9	255,3	248,6	238,8	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5
- fradrag elproduktion	Ton	267,3	261,9	258,4	251,7	247,7	242,9	235,9	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0	234,0
Netto-CO₂-emission	Ton	19,1	12,5	11,5	9,3	7,6	5,7	2,9	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
-SO ₂	Kg	199,4	198,3	197,3	195,1	193,0	189,7	187,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4
- fradrag elproduktion	Kg	5,0	4,7	4,3	3,7	3,1	2,5	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Netto-SO₂-emission	Kg	194,4	193,7	192,9	191,4	189,9	187,3	184,2	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4	183,4
-NO _x	Kg	2.083,1	2.060,6	2.043,4	2.018,7	1.999,3	1.983,2	1.972,5	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6	1.959,6
- fradrag elproduktion	Kg	38,1	31,9	26,9	20,4	15,1	10,7	5,0	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
Netto-NO_x-emission	Kg	2.045,1	2.028,7	2.016,7	1.998,3	1.984,2	1.972,5	1.957,5	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2	1.957,2
-PM _{2,5}	Kg	164,3	164,3	164,3	164,2	164,2	164,2	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1
- fradrag elproduktion	Kg	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Netto-PM_{2,5}-emission	Kg	164,2	164,2	164,2	164,1	164,1	164,1	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0
Alfaldsberegning																					
Alfalds-Reference	1.000 kg	323,1	326,8	332,1	337,1	343,7	349,8	355,7	361,6	367,6	373,7	380,4	387,1	394,1	401,1	408,2	416,4	424,9	433,4	442,1	450,9
Alfalds-Propfiter	1.000 kg	122,3	123,8	125,7	127,5	129,8	132,0	134,0	136,1	138,2	140,4	142,8	145,1	147,6	150,0	152,6	155,4	158,4	161,4	164,3	167,6

Specifikation af beregninger

Beregningsskema	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Beregningsskema																					
Samtidskonvention																					
Reference																					
Brendskub - brutto	1.000 kr.	2.088,2	1.736,8	1.712,1	1.731,1	1.752,4	1.772,8	1.790,9	1.810,6	1.826,0	1.842,3	1.857,0	2.623,4	2.628,0	2.632,5	2.637,1	2.641,7	2.646,3	2.650,9	2.655,5	2.660,1
Indtægter fra elforsyning	1.000 kr.	829,1	703,5	675,4	653,8	640,7	631,5	565,3	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9	489,9
Brendskub - netto	1.000 kr.	1.259,1	1.033,3	1.036,8	1.077,3	1.111,7	1.141,3	1.225,6	1.320,7	1.336,1	1.352,4	1.367,1	2.133,4	2.138,0	2.142,6	2.147,2	2.151,8	2.156,4	2.161,0	2.165,6	2.170,2
Forsyning - investering	1.000 kr.	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
Forsyningsselskab - ledninganlæg	1.000 kr.	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
Forsyningsselskab - produktionsanlæg	1.000 kr.	1.862,6	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
Investeringer i alt	1.000 kr.	1.862,6	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
Omstøber - fase driftskom	1.000 kr.	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
Omstøber - variabel driftskom	1.000 kr.	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
Produktionsanlæg - fase driftskom	1.000 kr.	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
Produktionsanlæg - variabel driftskom	1.000 kr.	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8
Driftskomponenter - i alt	1.000 kr.	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8	216,8
CO ₂ /CH ₄ /N ₂ O-omkostninger	1.000 kr.	390,9	397,1	402,8	412,8	424,1	436,0	448,2	463,0	476,8	492,5	508,8	99,3	102,9	106,7	110,6	114,9	119,5	124,3	129,1	134,1
SO ₂ -omkostninger - netto	1.000 kr.	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
NO _x -omkostninger - netto	1.000 kr.	28,4	28,5	28,6	28,7	28,9	29,0	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
PM _{2,5} -omkostninger - netto	1.000 kr.	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Afgiftsforvaltningsafskat	1.000 kr.	-41,4	-41,8	-42,5	-43,2	-44,0	-44,8	-45,7	-46,3	-47,1	-47,8	-48,6	-49,6	-50,4	-51,3	-52,3	-53,3	-54,4	-55,5	-56,6	-57,7
Udgifter i alt - reference	1.000 kr.	3.309,8	1.647,3	1.652,8	1.659,9	1.750,9	1.807,7	1.888,6	1.998,6	2.052,2	2.056,4	2.086,5	2.452,2	2.457,7	2.460,3	2.468,1	2.476,2	2.484,6	2.493,5	2.502,9	2.512,7
Projekter																					
Brendskub - brutto	1.000 kr.	1.996,7	1.809,8	1.792,3	1.796,6	1.798,5	1.800,0	1.787,6	1.767,9	1.776,6	1.785,7	1.794,1	2.117,3	2.121,7	2.125,9	2.130,0	2.134,2	2.138,4	2.142,6	2.146,8	2.151,0
Indtægter fra elforsyning	1.000 kr.	455,2	386,2	372,5	365,6	351,8	338,0	310,4	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0
Brendskub - netto	1.000 kr.	1.541,4	1.423,5	1.419,8	1.431,1	1.446,8	1.462,1	1.477,3	1.498,9	1.507,6	1.516,7	1.525,1	1.848,3	1.852,7	1.856,9	1.861,1	1.865,2	1.869,4	1.873,6	1.877,8	1.882,0
Forsyning - investering	1.000 kr.	7.903,7	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
Forsyningsselskab - ledninganlæg	1.000 kr.	1.788,0	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
Forsyningsselskab - produktionsanlæg	1.000 kr.	6.827,5	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
Investeringer i alt	1.000 kr.	16.489,2	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
Fase driftskomponenter	1.000 kr.	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
Variable driftskomponenter	1.000 kr.	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
Fase driftskom - produktionsanlæg	1.000 kr.	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6	-2.692,6
Variable driftskom - produktionsanlæg	1.000 kr.	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5	182,5
Driftskomponenter - i alt	1.000 kr.	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1	-2.510,1
CO ₂ /CH ₄ /N ₂ O-omkostninger	1.000 kr.	181,6	184,5	187,1	191,8	197,0	202,6	208,7	215,1	221,5	228,8	236,4	64,3	66,8	69,3	71,8	74,6	77,6	80,8	84,1	87,5
SO ₂ -omkostninger - netto	1.000 kr.	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	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
NO _x -omkostninger - netto	1.000 kr.	24,3	24,1	24,0	23,7	23,6	23,4	23,3	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
PM _{2,5} -omkostninger - netto	1.000 kr.	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
Afgiftsforvaltningsafskat	1.000 kr.	-15,7	-15,9	-16,1	-16,3	-16,6	-16,9	-17,2	-17,4	-17,7	-18,0	-18,3	-18,6	-18,9	-19,2	-19,5	-19,9	-20,3	-20,7	-21,1	-21,5
Udgifter i alt - projekt	1.000 kr.	15.723,2	881,4	882,9	867,4	847,0	826,6	805,7	778,1	763,2	747,1	731,4	800,2	817,4	832,5	848,7	864,9	881,1	897,3	913,5	929,7