

**ENERGINET**

Energinet.dk  
 Tonne Kjærvej 65  
 DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
 info@energinet.dk  
 VAT no. 28 98 06 71

Dato:  
 20/4 2020

Afsender:  
 AJC/TIL/SGJ

Dokumenttitel		OFFENTLIG UDGAVE - Business case Grøn Gas Lolland-Falster					
Dokumentnummer		19/09647-33					
Målgruppe		Styregruppe, forretningsbestyrelser Evida og Gas TSO samt Koncernbestyrelse					
Revision	Dokument-status	Forfatter		Reviewer		Godkender	
		Navn	Dato	Navn	Dato	Navn	Dato
1	Under udarbejdelse	AJC/TIL	3. april 2020	Projekt-gruppe. LVA, LRI, SJG, FSK		SG	17. april 2020
2	Godkendt	AJC/TIL	20. april 2020				

## 1. Projektidentifikation

Udarbejdet af:	AJC/TIL/SGJ
Afdeling:	Gassystemudvikling
Kort beskrivelse:	Modningsprojektet afdækker mulighederne for at forsyne industri på Lolland-Falster med grøn gas
Investering:	Evida: 466 mio. DKK (i 2020 faste priser)  Gas TSO: 315 mio. DKK (i 2020 faste priser)
Start:	09.2019
Idriftsættelse:	08.2023
Afslutning:	01.2024

Projektet er en del af senest godkendte budget og i investeringsplan for Gas TSO og udgør heri samlet 355 mio. DKK. Projektet er ikke indeholdt i Evidas budget 2020.

Ansvarlig i Koncernøkonomi:	Frederik Peter Sveistrup Kjerulf/FSK
Styregruppeformand i modningsprojektet:	Jeppe Danø/JDA
Direktør for forretningsenhed:	Torben Brabo/TBR – Gas TSO Ole Kalør/OLK - Evida

Projektet godkendes i overensstemmelse med gældende investeringsgovernance. Referat fra Forretningsbestyrelses-, Koncerndirektions- og Koncernbestyrelsesmøde fungerer som dokumentation for godkendelse.

Business Casen underskrives elektronisk og arkiveres i 360 efter godkendelse.

## 2. Indstilling

[indstilling forelægges separat for Energinets koncerndirektion på KD den 27. april 2020]

*Den samfundsøkonomiske beregning giver ikke et entydigt positivt billede af projektet. Den godkendte metode for estimation af projektets forbrugergevinster baserer sig på en afsløret betalingsvillighed i Open Season auktionen. Buddet i Open Season auktionen viste sig at ligge væsentligt under det forventede bud, og der er derfor suppleret med en anden metodisk vurdering for at kvalificere om buddet afspejler det faktiske forbrugers overskud. Det lave bud kan afspejle en kalkuleret risiko fra forbrugeren i forhold til fremtidigt aftag, hvormed buddet er en afspejling af værdien. Modsat kan det også være et udtryk for overvejelser hos budgiveren, som Energinet ikke har indsigt i, og kan derfor underestimere den reelle betalingsvillighed.*

*Den supplerende vurdering baserer estimatet for forbrugers overskuddet på de afværgede omkostninger til LNG forsyning. Dette estimat vurderes omvendt at overestimere den sande værdi, da det ikke er muligt, på et objektive grundlag, at tage højde for risikoen for eventuelle reduktioner i aftaget. Af den supplerende vurdering fremgår det, at Open Season buddet afspejler sparede omkostninger til LNG i 5,5 år på de to sukkerfabrikker, hvilket kan tolkes som sukkerfabrikens afslørede tidshorisont.*

*Det indstilles, at bestyrelsen tager til efterretning, at en positiv samfundsøkonomisk værdi for projektet Grøn Gas Lolland-Falster forudsætter at:*

- **Energibehovet i regionen fastholdes i forhold til de underlæggende antagelser**
- **Den forventede produktion af opgraderet biogas realiseres**
- **CO<sub>2</sub>-skyggeprisen bliver mindst 50% højere end i analyseforudsætningerne**
- **Der ikke kommer politiske krav til accelereret grøn omstilling, hvilket vil ændre projektets analyseramme og kan gøre LNG referencen irrelevant**

*Det er vurderingen at gennemførelse af projektet vil resultere i en tarifstigning i Evida på ca. 2,3% og i Gas TSO på ca. 1% i hele perioden og i forhold til AF2019. Stigningen afspejler den socialisering der sker af omkostningerne til projektet.*

*Det vurderes at gennemførelse af projektet vil medvirke til at understøtte industriens mulighed for grøn omstilling ved at etablere energiforsyning med potentiale for CO<sub>2</sub>-reduktioner i den energitynne industri.*

## 3. Baggrund og rationale

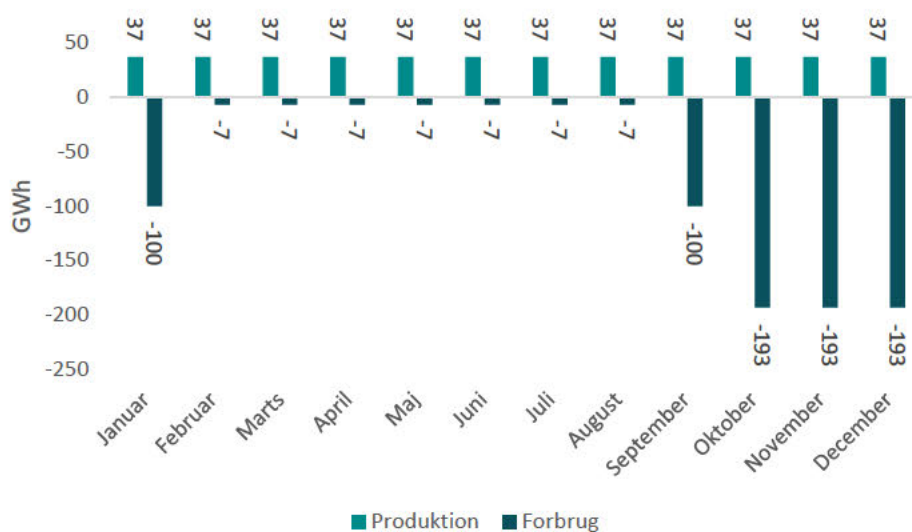
### 3.1 Baggrund og sammenhænge

Projektet Grøn gas Lolland-Falster er initieret af henvendelser fra SEAS-NVE, som er gas transportkunde, og Nordic Sugar, som er stor industriel energiforbruger, om etablering af en gasledning til Lolland-Falster. Henvendelsen grunder i at Nordic Sugar fabrikkerne i Nykøbing Falster og Nakskov står overfor et miljøkrav om udskiftning af deres eksisterende kulbaserede energiforsyning. Der er ikke mulighed for forlængelse af miljøgodkendelsen til kulbaseret energiforsyning. Etablering af et gasnet på Lolland-Falster giver mulighed for at Nordic Sugar kan omstille til gas. Herudover vil et gasnet kunne understøtte omstilling til gas for andre industrier samt opsamle lokal produktion af opgraderet biogas.

For at opnå investeringssignal fra markedet omkring behovet for et gasnet på Lolland-Falster, er der gennemført en Open Season, hvor markedsdeltagerne signalerer deres kapacitetsbehov på de nye Lolland-Falster kapacitetspunkter for henholdsvis forbrug og produktion.

I den pågældende Open Season auktion, skulle deltagerne afgive bindende kapacitetsbud, og dertilhørende betalinger, i 15 år. Kapaciteten er defineret som en maksimal time kapacitet, hvilket vil sige at en markedsdeltagers vindende bud giver deltageren retten til at transportere en vis mængde gas i hver time i 15 år. Omvendt så forpligter tilstrækkelige bud i Open Season Gas TSO til at bygge, under forudsætning af godkendelse af denne Business Case, og senere §4 godkendelse.

Open Season auktionen blev afsluttet d. 6. marts 2020. Her afgav SEAS-NVE et Exit-kapacitetsbud (årskapacitet til forbrug) på 230 MWh/h/y med et finansieringsbidrag på 100 mio. kr. fordelt over 15 år. Mængdemæssigt omsættes det til et årsforbrug på 650 GWh, givet sæsonprofilen for aftag illustreret i figur 1. På produktionssiden afgav Nature Energy et RES-Entry kapacitetsbud (årskapacitet til afsætning af biogasproduktion) på 55 MWh/h/y uden finansieringsbidrag, hvilket omsættes til en årsproduktion på 440 GWh. Nordic Sugar har en sæsonbetonet drift, hvor anlæggene kører ca. fire måneder om året, fra september til januar, mens øvrig industri og biogasproduktionen forventes at have en flad profil hen over året.



Figur 1 Forbrug og produktion fordelt på måneder jf. Open Season kontrakter

Projektet gennemføres af Evida og Gas TSO i fællesskab. Business casen omfatter en fælles samfundsøkonomisk business case suppleret med to bilag med egne selskabsøkonomisk grundlag, udarbejdet i de to selskaber.

Projektet kræver §4 godkendelse ved Klima-, Energi- og Forsyningsministeren.

Projektet er afhængigt af Baltic Pipe projektet, da den nye transmissionsledning, vil skulle tilsluttes til transmissionsledningen ved Everdrup kompressorstation.

### 3.2 Rationale

Gas TSO har modtaget en henvendelse om efterspørgsel på kapacitet til Lolland-Falster og er forpligtet til at afsøge mulighederne for at efterkomme denne efterspørgsel.

Formålet med modningsprojektet er at afsøge mulighederne for ledningsført grøn gasforsyning til industrier på Lolland-Falster. Projektet afdækker omkostninger til og tidsplan for etablering af en gasledning fra Everdrup på Sjælland til Nykøbing Falster og Nakskov med kapacitet til at kunne dække efterspørgslen efter ledningsført gas på Lolland-Falster og opsamle af kommende produktion af opgraderet biogas.

## 4. Alternativer

### 4.1 Nulalternativet

Nordic Sugar anvender i dag kul og tung fuelolie til energiforsyning. De to produktionsanlæg skal ved udgangen af 2021 henholdsvis 2024 overgå til anden energiforsyning, da deres miljøgodkendelse (dispensation) til anvendelse af kul og tung fuelolie udløber. Nordic Sugar er i dialog med Miljøstyrelsen om en forlængelse af dispensationen, hvis der tages investeringsbeslutning om et gasnet.

I nulalternativet hvor Evida og Gas TSO ikke etablerer et gasnet på Lolland-Falster antages det, at Nordic Sugar vil basere sin produktion på LNG leveret med lastbil fra Göteborg. Dette er oplyst af Nordic Sugar til Evida og Gas TSO. Det antages således at sukkerproduktionen opretholdes på de to produktionsenheder, og at der ikke er en samfundsøkonomisk ændring i forhold til dansk sukkerproduktion og forbrug. Øvrig industri, som har indgået aftale med SEAS-NVE om omstilling til gas under Open Season, forventes at fortsætte med nuværende brændsel. Der vil i nulalternativet ikke være mulighed for produktion af biogas til opgradering på Lolland-Falster, idet dette forudsætter adgang til et ledningsnet.

LNG og naturgas vil have samme CO<sub>2</sub> emissionsniveau, hvorfor der antages samme CO<sub>2</sub> emission i nulalternativet og basisanalysen.

### 4.2 Udvalgte alternativer

De alternativer som er vurderet nærmere og som behandles i dette afsnit er:

- A. 10" rør med designtryk på 40 bar fra Everdrup til Nakskov
- B. 12" rør med designtryk på 40 bar fra Everdrup til Ørslev og designtryk på 19 bar fra Ørslev til Nakskov

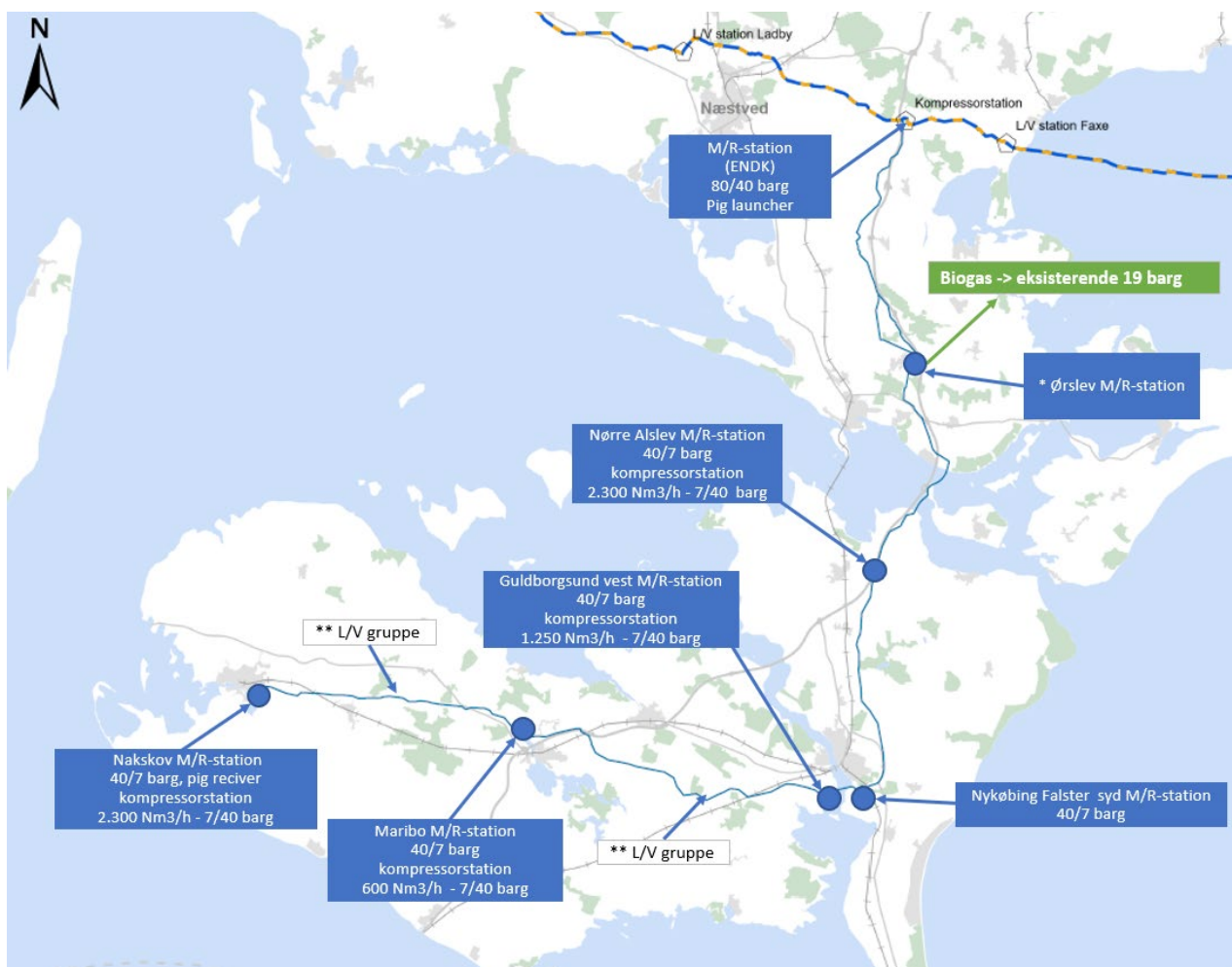
Begge alternativer omfatter, at Gas TSO anlægger en transmissionsledning med tilslutning til Baltic Pipe transmissionsledningen umiddelbart før Everdrup kompressorstation frem til Nørre Alslev på Nordfalster, og at Evida herfra anlægger en fordelingsledning til Nakskov. Evida etablerer de nødvendige distributionsanlæg til forsyning af industri og opsamling af opgraderet biogas. I begge alternativer etableres slusearrangement i Everdrup og i Nakskov, og det samme antal M/R og L/V stationer, samt to kompressor anlæg for tilbageførelse af opgraderet biogas. Forskellen mellem alternativerne er, rørdimension, designtryk og kompressionsbehov. Dvs. at der mellem de to alternativer primært er tale om en omfordeling af omkostninger fra investering til drift. Gassen odoriseres ved Everdrup, hvor Gas TSO også vil overdrage systemansvaret

til Evida; dvs. den daglige drift af gas flowet. Der vil ikke skulle tilbageføres gas til transmissionsnettet, da overskudsbiogas fra Lolland-Falster kan afsættes i Evidas sjællandske distributionsnet.

Der er tre bæltkrydsninger, to ved Storstrømmen, hvor ledningen anlægges underboret under Færgestrømmen og Grønsund, og en ved Guldborg Sund umiddelbart syd for Nykøbing Falster.

Den maksimale kapacitet for det beskrevne net er ca. 33.000 Nm<sup>3</sup>/h ved 38 bars driftstryk, hvilket er tilstrækkeligt til den efterspurgte kapacitet for Lolland-Falster. Når der i otte måneder om året er overskud af biogas vil der være et nettoflow af biogas mod Sjælland. Driftsomkostninger er beregnet ved et driftstryk på 26 bar, som er tilstrækkeligt til at få biogassen ind i det sjællandske fordelingsnet. Der er kapacitet til at øge forbrug såvel som biogasproduktion. En mindre rørdimension på 8" vil ikke kunne levere tilstrækkelig kapacitet. Der vil være en meget begrænset reduktion i anlægsomkostninger på ca. 10-20 mio. kr. i forhold til 10". Således vurderes 8" rørdimension ikke relevant for projektet.

Nedenstående figur 2 viser det forventede ledningstrace og stationsanlæg for alternativ A.



Figur 2 Ledningstrace (grøn linje) og tilhørende stationsanlæg fra Everdrup over Nykøbing Falster til Nakskov

Gas TSO har en reservation på et ledningstracé<sup>1</sup> fra Sonnerup syd for Køge til Rødby. Hovedalternativet følger som udgangspunkt dette tracé på Sjælland og over Storstrømmen frem til Nordfalster. Imidlertid viste den gennemførte traceundersøgelse ved besigtigelse, at det er en lang række steder er u hensigtsmæssigt at lægge en ledning i den oprindelige reservation. Det skyldes blandt andet nye vejstrækninger, placering af fredskov, naturbeskyttelsesområder, nye bygninger i eller meget tæt på reservationsområdet og at reservationsarealet ligger meget tæt op ad motorvejen, hvilket betyder at gasledningen skal graves meget dybt ned hver gang den skal krydse en vej der går under motorvejen. Fra Nordfalster til Nakskov følger ledningstracéet ikke reservationen. Det skyldes at ledningstracéet er lagt således, at det løber forbi potentielle gasforbrugere og gasproducenter på Lolland-Falster med henblik på at opnå den korteste rute samlet set.

#### 4.2.1 Eventuel forberedelse af ledningsnet til brint (sektorkobling)

Projektet kan blive et element i forhold til at realisere sektorkobling og grøn omstilling af energisystemet. Der er forventning om stigende el-overløb på Lolland-Falster bl.a. gennem udbygning med solenergi. Sektorkobling kan ske både gennem metanisering af CO<sub>2</sub> fra biogasanlæg med grøn elektrolysestrøm, men også ved direkte forsyning og transport af grøn brint. **Der er allerede i dag, viden som viser at systemet formodentligt kan håndtere en vis mængde brint. Parallelt med modningsprojektet foreslås det derfor, at der afsættes ressourcer til at afsøge tekniske krav og meromkostninger forbundet med forberedende tilpasninger for at gøre ledning og stationsanlæg klar til at transportere brint i en fremtid, hvor el-overløb på Lolland-Falster kan konverteres til brint.** Erfaringer fra tidligere gennemførte undersøgelser vil blive anvendt.

Der er mange udfordringer forbundet med at kunne etablere anlæg til håndtering af brint. Det gælder både i forhold til tekniske specifikationer og godkendelsesgrundlag. Det skal derfor understreges, at projektet nødvendigvis skal søge om godkendelse som et naturgasanlæg.

### 4.3 Fravalgte alternativer

Modningsprojektet har undersøgt alternativ dimensionering og ledningstracé af rørført gas fra Everdrup til Nakskov. Modningsprojektet har ligeledes screenet alternative forsyningsmuligheder til rørført gas, med udgangspunkt i udnyttelse af overskudsstrøm på Lolland-Falster som et element i energiforsyningen.

#### *14" ledning med designtryk 19 bar*

Ud over alternativ A og B kan der også opnås den efterspurgte kapacitet på ca. 650 GWh ved hjælp af andre rørførte alternativer. Forsyning ved 14" rør med design- og driftstryk på 19 bar er undersøgt. Alternativet er bortset fra rørdimension og designtryk identisk med A og B. Alternativet er fravalgt på baggrund af en lavere samfundsøkonomisk værdi relativt til alternativerne A og B. Alternativet er beregnet i dok. 19/09647-14.

#### *Opgradering af Evidas 19 bar distributionsledning fra Everdrup til Ørslev*

Alternativet dækker over muligheden for at Evida opgraderer deres eksisterende 19 bar distributionsledning til 40 bar. For at kunne opgradere ledningen til 40 bar vil den skulle trykprøves

<sup>1</sup> Ref.: CIR nr. 129 af 02/08/1979 (2. reservationsetape) <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=49086>

og godkendes af Arbejdstilsynet til et højere tryk. Trykprøvning skal ske i sektioner så ledningen skal skæres op og tages helt ud af drift i en periode på mindst 3-4 uger. Forbrugere der i dag forsynes fra det pågældende net vil skulle sikres alternativ forsyning i den periode. Der vil frem til efter trykprøvning er gennemført være usikkerhed om resultatet af trykprøvningen giver mulighed for en opgradering til 40 bar. Det ville herudover være nødvendigt at udskifte M/R-stationer og der skulle bygges ca. 9 km ny ledning. Denne løsning er fravalgt pga. usikkerhed om den kan realiseres.

#### *Søledning fra Korsør til Nakskov og herfra til resten af Lolland-Falster*

Der er gennemført en vurdering af en søledning fra transmissionsnettet nord for Korsør gennem Storebælt til Nakskov som alternativ til en landleddning. Den primære fordel ved en søledning er den begrænsede gene for lodsejere, begrænsede omkostninger til ekspropriation mm. Ulempen er, at omkring halvdelen af ledningen vil skulle ligges gennem et Natura2000-område. Den er vurderet til at være 20-30% dyrere pr. km. Alternativet vil kræve anlæg af landleddning fra Nakskov til Nykøbing Falster og udenfor Nordic Sugars kampagne vil overskudsbiogas skulle deodoriseres og tilbageføres med 80 bar ved tilslutningspunktet til transmissionsnettet nord for Korsør. Alternativet er vurderet til at være mindst 300 mio. kr. dyrere i anlægsinvestering end det valgte alternativ, en ulempe for miljøet og med øgede driftsomkostninger til håndtering af biogasoverskud. På den baggrund er alternativet fravalgt. Der henvises til dok. nr. 19/09643-2 for overslagsberegning.

#### *Søledning fra Fyn over Tåsinge til Nakskov og herfra til resten af Lolland-Falster*

Der er gennemført en vurdering af en ledning fra Fyn over Tåsinge og Langeland til Nakskov som alternativ til de to udvalgte alternativer. Den primære fordel ved denne løsning er, at den delvist lægges i havet som beskrevet ovenfor. Ulempen er, at den vil være dyrere og lidt længere at lægge til vands. Alternativet vil fortsat kræve anlæg af landleddning på Lolland-Falster. Udenfor Alternativet vil fortsat kræve anlæg af landleddning fra Nakskov til Nykøbing Falster. Udenfor Nordic Sugars kampagne vil overskudsbiogas skulle tilbageføres til Fyn. Al biogassen, som skal tilbageføres kan ikke afsættes i det lokale distributionsnet på Fyn; noget af gassen forventes i sommerperioden at skulle deodoriseres og tilbageføres til transmissionsnettet ved Højby. Alternativet er vurderet til at være knap 100 mio. kr. dyrere i anlægsinvestering end det valgte alternativ. Hertil kommer øgede driftsomkostninger til håndtering af biogasoverskud. På den baggrund er alternativet fravalgt. Der henvises til dok. nr. 19/09643-2 for overslagsberegning.

#### *Lokalt gasnet på Lolland-Falster med brint*

Med udgangspunkt i det store eloverløb, der forventes på Lolland-Falster, har muligheder for at forsyne industri på Lolland-Falster gennem et lokalt net samt muligheden for udnyttelse af overløbsstrøm til at producere brint fra elektrolyse været screenet. Forsyning kunne være med brint eller brint iblandet en lokal biogasproduktion. Alle de undersøgte løsninger har den udfordring, at der er et meget stort behov for lagring af op til 20 mio. Nm<sup>3</sup> hvert år til sæsonudjævning pga. det meget sæsonbetonende aftag. Herudover vil der skulle etableres større elektrolyseanlæg af 3. parter. Endelig vil der være en tidsmæssig udfordring, da elektrolyseanlæg i denne skala først forventes at være kommercielle et godt stykke længere frem i tid end 2023. På den baggrund er alternativet fravalgt. Muligheder for at blive klar til brint anbefales, som nævnt ovenfor, afsøgt i et parallelt spor samtidig med at modningsprojektet fortsættes.

#### *Elektrificering af energiforsyning til Nordic Sugar*



Projektet har fået oplyst af Nordic Sugar, at de allerede har elektrificeret en stor del af deres energiforbrug, og at de ikke anser en fuldstændig elektrificering for en økonomisk realistisk mulighed. Dette har ledt til, at nulalternativet er lastbiltransport af LNG. I en vurdering af andre samfundsøkonomiske alternativer kunne elektrificering overvejes. **Ved fuld elektrificering af processen er der en høj investering på højtemperaturvarmepumper, og med en sæsonbetonet drift i kun fire måneder pr. år vil investeringen her være mere risikabel end ved helårsdrift.** Derudover er der nogle processer, som ikke kan elektrificeres, og dermed kræver andre supplerende løsninger eller indkøb af forbehandlede råvarer. Alternativet undersøges ikke nærmere, da investeringen ikke vurderes mulig for hverken aktøren eller Energinet.

## 5. Investeringsanalyse

Investeringsanalysen tager udgangspunkt i de i afsnit 4. undersøgte alternativer og relaterer dem til nulalternativet. Hvert alternativ er evalueret med udgangspunkt i den samfundsøkonomiske nettoværdiskabelse relativt til nulalternativet. Desuden kortlægges en række relaterede effekter, som ikke indgår i den samfundsøkonomiske analyse. For en redegørelse af de selskabsøkonomiske forhold for Evida og Gas TSO henvises til afsnit 6.3 samt bilag 1 og 2.

### 5.1 Investeringskriterier

Styregruppen har truffet beslutning om at projektet er underlagt følgende investeringskriterier:

- Projektets business case skal kunne fremvise en positiv samfundsøkonomisk værdi
- Projektets business case skal kunne fremvise tilstrækkelig dækning af de selskabsøkonomiske omkostninger for henholdsvis Gas TSO og Evida<sup>2</sup>
- **Projektet skal integrere grøn gasproduktion svarende til minimum 50% af det øgede forbrug som projektet initierer for at kunne betragtes som et grønt gas projekt.**

### 5.2 Den samfundsøkonomiske analyse

For de samfundsøkonomiske værdier gælder det, at nogle elementer er kvantificeret og værdisat mens andre relaterede elementer er kortlagt kvalitativt for at skabe det fulde overblik over projektets konsekvenser. Afsnit 5.4 dækker effekter det ikke har været muligt at kvantificere, men også regionale effekter som ikke indgår i en samfundsøkonomiske vurdering.

Der er en række usikkerheder forbundet med de kvantificerede elementer i den samfundsøkonomiske analyse. Disse usikkerheder er belyst i afsnit 5.3 gennem bl.a. følsomhedsanalyser.

#### 5.2.1 De samfundsøkonomiske resultater

Den samfundsøkonomiske analyse er udarbejdet i henhold til Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra 2019.

#### *Det samfundsøkonomiske resultat i*

Tabel 1 viser nutidsværdier for de enkelte omkostnings- og gevinstelementer, samt den samlede samfundsøkonomiske nettonutidsværdi (NNV) for hvert alternativ. For Alternativ A er der foretaget en supplerende vurdering af forbrugergevinsten for at sikre et nuanceret analysegrundlag. Alle værdielementer, estimationsmetoden samt den supplerende vurdering af forbrugergevinsten er beskrevet i de efterfølgende afsnit.

<sup>2</sup> Se principper i Bilag 1

Tabel 1 Samfundsøkonomisk resultatoversigt

Samfundsøkonomisk resultat (NNV 2020, Mio. kr.)	Alternativ A (betalingsvillighed)	Alternativ B (betalingsvillighed)	Supplerende vurdering (afværget omk.)
CAPEX, TSO	-372	-386	-372
CAPEX, Evida	-553	-590	-553
OPEX, TSO	-31	-31	-31
OPEX, Evida	-83	-73	-83
<b>Total, Omkostninger</b>	<b>-1.038</b>	<b>-1.080</b>	<b>-1.038</b>
Tariffer, TSO, Exit	115	115	-
Tariffer, TSO, RES Entry	27	27	27
Tariffer, Evida	114	114	-
Open Season	84	84	-
Afværget LNG-omkostninger	-	-	850
Fortrængt CO2	368	368	368
<b>Total, Gevinster</b>	<b>707</b>	<b>707</b>	<b>1.245</b>
<b>Samlet resultat</b>	<b>-331</b>	<b>-373</b>	<b>206</b>

Alternativerne benævnt med 'betalingsvillighed' indikerer at forbrugeroverskuddet er estimeret på baggrund af forbrugernes betalingsvillighed i form af tariffbetaling samt finansieringsbidrag gennem Open Season. Alternativet benævnt 'afværget omkostninger' indikerer at forbrugeroverskuddet er estimeret ved at bestemme forbrugernes afværgede omkostninger relativt til nulalternativet (Dette er dog et højt usikkert estimat).

Det samfundsøkonomiske resultat viser, at det samfundsøkonomisk bedste alternativ er alternativ A med anlæg af et 10" rør med designtryk på 40 bar fra Everdrup til Nakskov. Det viser dog også at der vil være en negativ samfundsøkonomisk nettonutidsværdi ved at gennemføre projektet på -331 mio. kr.

Ved gennemførelse af den supplerende vurdering af forbrugergevinsten opnås en samfundsøkonomisk nettonutidsværdi på 206 mio. kr. Denne metode er dog udfordret af en række forhold jf. afsnit 5.3.1.

## 5.2.2 Den samfundsøkonomiske metode

Det samfundsøkonomiske resultat er baseret på opgørelser af omkostningerne i projektet holdt op imod projektets gevinster i form af forbrugeroverskud, producentoverskud samt værdien af grøn omstilling af gasnettet. I de efterfølgende afsnit bliver gevinst- elementer og estimater uddybet.

### 5.2.2.1 Forbrugeroverskud

Forbrugergevinsten estimeres som Exit tarifferne for perioden og en afsløret betalingsvillighed i Open Season auktionen, hvor markedsaktørerne i marts 2020 havde mulighed for at afgive bindende kapacitetsbud og tilhørende finansieringsbidrag. Fordelen ved metoden er, at

forbrugerne har mulighed for at afsløre deres risikojusterede betalingsvillighed, hvilket i teorien afspejler det samfundsøkonomiske forbrugerskud. Desuden skaber metoden konsistens mellem forbrugergevinsten og den faktiske betaling. Denne metode forventes dog at være et underestimat for den reelle betalingsvillighed, da den kan dække over et strategisk afgivet bud, som ikke afspejler den faktiske værdi.

I Open Season auktionen blev der givet tilsagn om et finansieringsbidrag med en nutidsværdi på 84 mio. kr. Det var markant under det forventede niveau, og der er derfor indenfor projektet udviklet en alternativ vurdering for at kunne verificere, hvorvidt budet i Open Season auktionen og tariffbetalingerne er et retvisende estimat for forbrugerskuddet.

#### *Supplerende vurdering - Afværgede omkostninger til LNG*

Den supplerende vurdering baserer estimatet for forbrugergevinsten på de afværgede omkostninger til alternativ energiforsyning. I dette tilfælde transport af LNG med lastbil fra terminal i Göteborg. Dette estimat er usikkert, da LNG-markedet i Danmark er stærkt begrænset og kendskabet til det faktiske omkostningsniveau er lavt. Desuden, tager denne supplerende vurdering ikke højde for usikkerheden i forhold til risiko for reduceret aftag. Usikkerhed på aftaget og enhedsomkostningen på LNG-transport er behandlet i følsomhedsafsnittet nedenfor.

#### **5.2.2.2 Producentgevinster**

Producentgevinster dækker over gevinster for biogasproducenter, som direkte kan henføres til at der etableres et gasnet på Lolland-Falster. Disse gevinster er estimeret på baggrund af den forventede RES Entry tarif for Open Season perioden. Der blev ikke indmeldt et finansieringsbidrag fra produktion i Open Season processen.

#### **5.2.2.3 Grøn omstilling**

Etablering af ledningsført gas på Lolland-Falster vil understøtte en øget grøn andel i det samlede gassystem. Denne værdi estimeres på baggrund af den fortrængte mængde naturgas, som følge af øget biogasproduktion, og CO<sub>2</sub>-prisen. Infrastrukturens andel af den realiserede CO<sub>2</sub>-værdi er opgjort som den forholdsvis investeringsandel af den samlede investering for biogasproduktionsanlæg, gastransmission og gasdistribution. Den samfundsøkonomiske værdi, der tilskrives nærværende projekt, er dermed gassystemets andel af den samlede CO<sub>2</sub>-værdi af den fortrængte naturgas.

#### **5.2.2.4 Beregningsforudsætninger**

Den samfundsøkonomiske beregning er foretaget på Open Season kapacitetsbuddene. Aftaget antages at være 650 GWh/år og biogasproduktionen 440 GWh/år. Ved Open Seasons periodens udløb (15 år) antages et fald i aftaget på 50% frem til år 30. Biogasproduktionen antages konstant for en periode på 30 år. Alle værdier er tilbagediskonteret til år 2020 med en diskonteringsfaktor på 4%. Til konvertering fra faktorpriser til forbrugerpriser er anvendt en nettoafgiftsfaktor på 28%.

Alle omkostninger er baseret på erfaringer fra tidligere projekter i Gas TSO og Evida og eksisterende nøgletal. Desuden, er der indhentet yderligere information, efter behov.

### **5.3 Følsomhedsanalyser**

Følsomhedsanalysen er opdelt i tre afsnit:

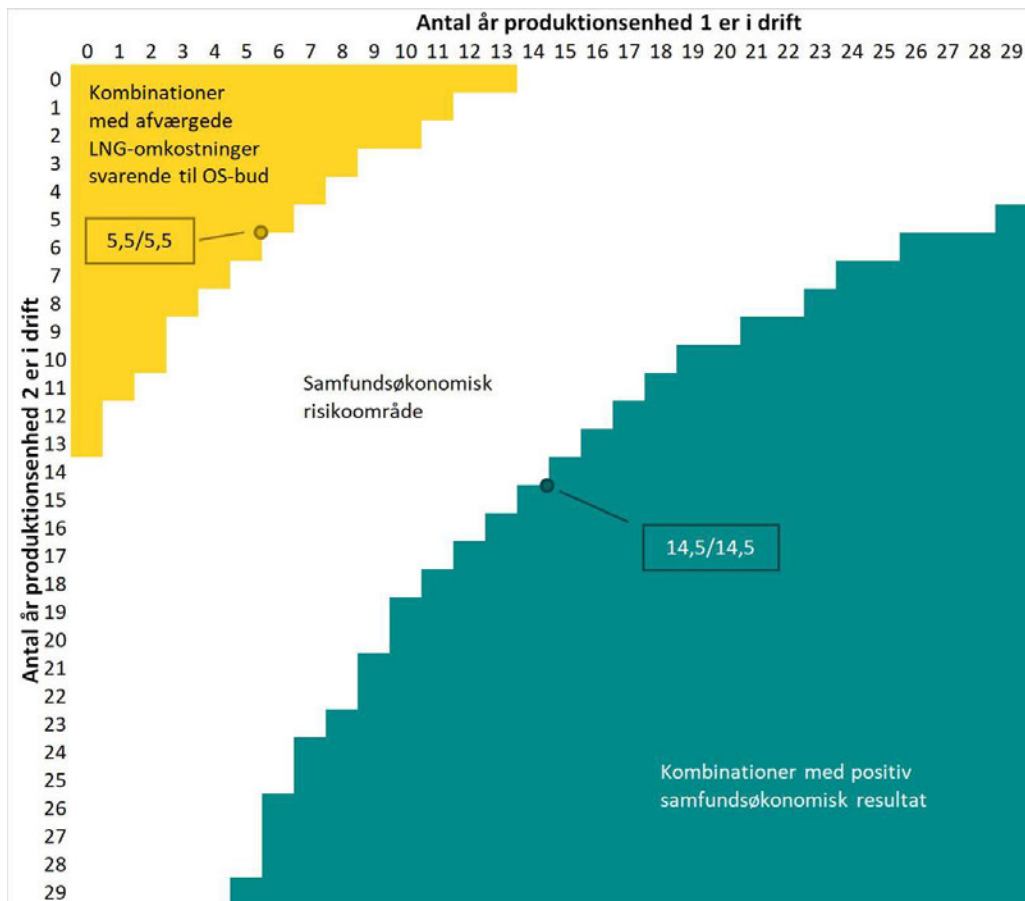
- Følsomhed på estimering af forbrugeroverskud
- Partiel følsomhedsanalyse
- Monte Carlo simulering af usikkerhed

### 5.3.1 Følsomhed på estimering af forbrugeroverskud

#### 5.3.1.1 Følsomhed på driftsår for Nordic Sugars produktionsanlæg

Som det fremgår af Tabel 1 fører en fuld indregning af de afværgede LNG-omkostninger som forbrugeroverskud til en positiv samfundsøkonomisk værdi for projektet på 206 mio. DKK. Figur 3 illustrerer den samfundsøkonomiske nettonutidsværdi af forbrugeroverskuddet afhængig af hvor længe Nordic Sugars to produktionsanlæg er i drift. Akserne i figuren angiver antal år hver af de to produktionsanlæg er i drift.

Figur 3: Illustration af sammenhæng mellem antal år Nordic Sugars to anlæg er i drift og det samfundsøkonomiske resultat ved den alternative vurdering.



Det grønne område angiver kombinationer af år med afgang, der fører til en positiv samfundsøkonomisk værdi, under forudsætning af at forbrugergevinsten estimeres ved den afværgede omkostning til LNG. Begge Nordic Sugars produktionsanlæg skal være i drift i 14,5 år for at projektet opnår en positiv samfundsøkonomisk værdi (ved tidlig nedlukning af et anlæg kræver en positiv samfundsøkonomisk værdi 29 års drift på det ene anlæg og 5 år på det andet. Summen af antal driftsår er større ved denne fordeling grundet diskontering). Ved reduceret afgang i perioden eller tidlig nedlukning af en produktionsenhed vil den samfundsøkonomiske værdi for projektet ikke kunne realiseres.

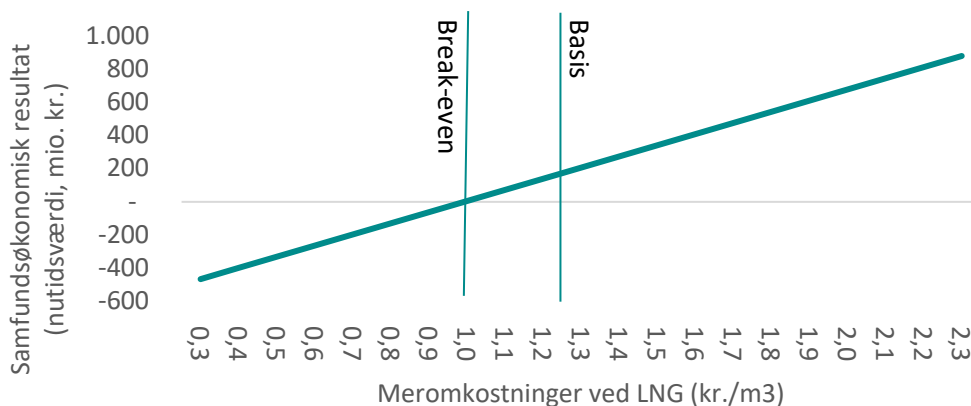
Det gule område angiver de kombinationer der er understøttet af Open Season budet. Budet afgivet i Open Season auktionen afspejler en forbrugergevinst svarende til 5,5 års afværgede omkostninger til LNG på to fabrikker. Da betalingsvilligheden fra Open Season kun svarer til 5,5 års afværgede omkostninger til LNG forsyning kan det indikere, at budet er den tids-horisont Nordic Sugar er villig til at binde i projektet.

Da SEAS-NVE ikke har været villige til at bidrage med et større finansieringsbidrag, vil der være en væsentlig risiko for en negativ samfundsøkonomisk nettonutidsværdi, grundet manglende realisering af den estimerede samfundsøkonomiske gevinst. Denne risiko vil ved gennemførelse af projektet påhvile Evida og Gas TSO. Risikoen er illustreret ved det hvide område i figur 3. Den hvide del af figuren afspejler dermed kombinationer af drift der ikke er understøttet af Open Season budet og som ikke opnår en positiv samfundsøkonomisk værdi.

### 5.3.1.2 Følsomhed på driftsomkostningerne ved LNG

Den supplerende vurdering af forbrugergevinsten gennem afværgede LNG-omkostninger er baseret på et estimat af omkostningerne for Nordic Sugar forbundet med at transportere LNG fra Gøteborg til Lolland-Falster relativt til omkostningerne ved ledningsført gas. Estimatet af meromkostninger er forbundet med usikkerhed og det er derfor illustreret i Figur 4 hvordan det samfundsøkonomiske resultat afhænger af værdier af denne parameter.

Figur 4: Illustration af sammenhæng mellem omkostning ved LNG forsyning og det samfundsøkonomiske resultat



Af Figur 4 fremgår det at break-even prisen på transport af LNG er 1,0 kr./Nm<sup>3</sup>. Dette svarer til et fald på 20%.

Nordic Sugar har indikeret, at en LNG forsyning kun vil være aktuel for produktionsenheden i Nakskov og at en del af produktionen i Nykøbing Falster kunne flyttes til Nakskov. Ved en øget produktion i Nakskov på 50% og samtidig nedlukning af Nykøbing Falster produktionen vil det samfundsøkonomiske resultat være +128 mio. kr. ved drift i 30 år og -135 mio. kr. ved drift i 15 år, ved anvendelse af den supplerende vurdering af forbrugeroverskud Igen kan Open Season budet være en afspejling af denne aftagsusikkerhed.

### 5.3.2 Partiel følsomhedsanalyse

Der er i den samfundsøkonomiske analyse lavet nedenstående partielle følsomhedsanalyser, til illustration af de enkelte elementers effekt på projektets samfundsøkonomiske nettonutidsværdi:

- Usikkerhed på aftag efter Open Seasons kontraktens længde (15 år)
- Usikkerhed på anlægsinvesteringen
- Usikkerhed på CO<sub>2</sub>-værdien
- Usikkerhed på fordelingen af CO<sub>2</sub>-værdien imellem leddene i værdikæden

De partielle følsomhedsanalyser er lavet med udgangspunkt i de samfundsøkonomiske beregninger og er gennemført som, alt andet lige beregninger, hvor alle modellens øvrige input holdes konstante.

#### 5.3.2.1 Aftag efter 15 år

Det samfundsøkonomiske resultat tager udgangspunkt i en antagelse om halvt gasaftag efter Open Season periodens afslutning (15 år), dvs. at den ene produktionsenhed falder bort. Ved en antagelse om intet aftag eller fuldt aftag fra år 15 til år 30 vil nutidsværdien, som det fremgår af tabel 3 være henholdsvis -362 mio. kr. og -296 mio. kr. Biogasproduktionen fastholdes på indmeldt produktion gennem alle år.

Tabel 3. Følsomhed på aftagsperioden.

	Intet aftag efter år 15	Basisantagelse	Fuldt aftag efter år 15
NNV (mio. kr.)	-362	-331	-296

#### 5.3.2.2 Anlægsinvesteringssum

Alle anlægsinvesteringer er baseret på nøgletal og erfaringer fra Gas TSO og Evida. Estimeret for farvandskrydsninger er dog økonomisk usikre og derfor estimeret højt. Dette skyldes store usikkerheder ved de relativt lange underboring, og det faktum at der ikke er gennemført geotekniske undersøgelser.

Effekten af usikkerhed på anlægsinvesteringerne er illustreret ved en partiel følsomhedsberegning for hhv. en stigning og et fald i anlægsomkostningen på 20%. Udsving i denne parameter vil, som det fremgår af tabel 4, have en markant effekt på projektets samlede nettonutidsværdi. En reduktion i anlægsinvesteringen på 20% vil dog ikke føre til en positiv samfundsøkonomisk værdi<sup>3</sup>.

Tabel 4. Partiel følsomhedsberegning på +/-20% udsving i anlægsinvesteringen.

	CAPEX +20%	Basisantagelse	CAPEX -20%
NNV (mio. kr.)	-490	-331	-180

#### 5.3.2.3 CO<sub>2</sub>-værdien

Som nævnt ovenfor består CO<sub>2</sub>-værdien alene i integration af en mængde opgraderet biogas i det nationale gasnet, og kan ikke direkte henføres til forbrug på Lolland-Falster.

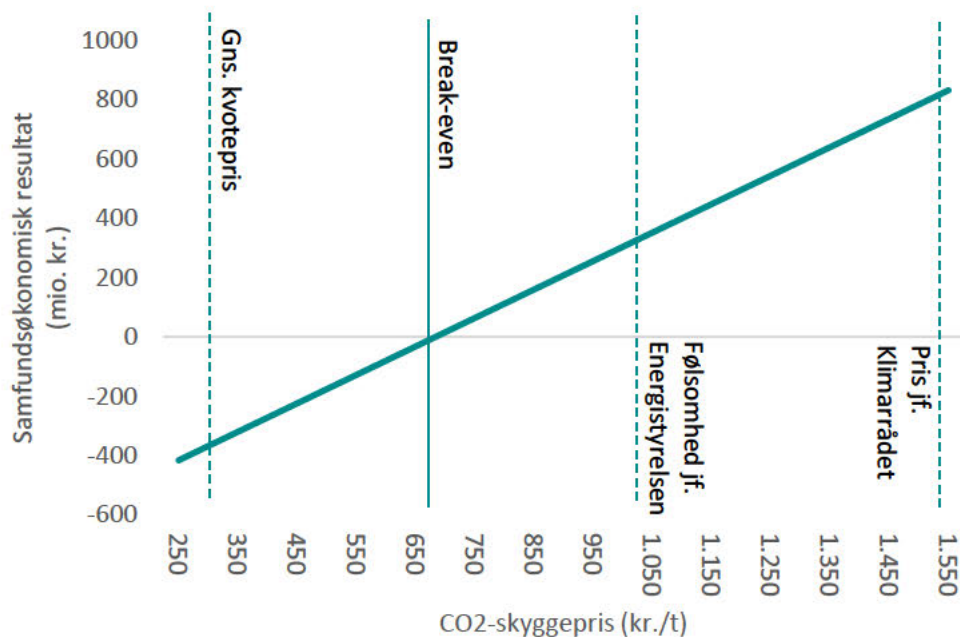
<sup>3</sup> En del af effekten afbødes af at anlægsinvesteringens størrelse har indvirkning på andelen af den samlede CO<sub>2</sub>-værdi.

Basisanalysens resultat fra afsnit 5.3 er baseret på CO<sub>2</sub>-priser fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2019. Det fremgår dog, at der er stor usikkerhed om CO<sub>2</sub>-priserne, og det anbefales at foretage følsomhedsberegninger for projekter, hvor CO<sub>2</sub>-prisen vurderes at være kritisk for projektet. Energistyrelsen anbefaler i 'Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emission' fra 2019 en pris på 1000 kr./ton som et højt skøn. De samfundsøkonomiske analyseforudsætninger 2019 afspejler ikke den nuværende 70% reduktionsmålsætning, hvor det må forventes, at de marginale reduktionsomkostninger vil stige markant. 1000 kr./ton vurderes derfor ikke længere at være et højt skøn for en omkostningseffektiv CO<sub>2</sub>-skyggepris. Klimarådet har i deres rapport fra marts 2020 om vejen til 70% målet vurderet, at den gennemsnitlige reduktionsomkostning i år 2030 vil være 1500 kr./ton.

Der er stor usikkerhed på udviklingen i CO<sub>2</sub>-skyggeprisen. I erkendelse heraf er der gennemført partielle samfundsøkonomiske følsomhedsanalyser på projektets nettonutidsværdi for en lineær udvikling i CO<sub>2</sub>-skyggeprisen fra de gældende samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger i år 2019 til en pris på hhv. 1000 og 1500 kr./ton i år 2030, hvorefter niveauet fastholdes. Derudover, er der gennemført en beregning, hvor det undersøges, hvilken CO<sub>2</sub>-skyggepris, der vil føre til en positiv samfundsøkonomisk nettonutidsværdi. Af resultatet fremgår det, at øgede CO<sub>2</sub>-værdier markant ændrer den samfundsøkonomiske værdi af projektet. Som det fremgår af figur 4 er break-even prisen ca. 700 kr./ton i år 2030. Dette vurderes at være under den forventede CO<sub>2</sub>-skyggepris, hvis 70 %-målsætningen skal indfries. Ved priser over 700 kr./ton er projektet et omkostningseffektivt virkemiddel til fortrængning af CO<sub>2</sub> på nationalt niveau.

Ved en CO<sub>2</sub>-skyggepris på 1500 kr./ton kan analysens partielle følsomheder ikke stå alene. Det kan lede til overvejelser, om en LNG forsyning vil være det reelle nulalternativet, eller om øget elektrificering, andre grønne brændsler eller en nedlukning af produktionen ville være referencen. I et sådant scenarie vurderes det ligeledes, at alternativet til ledningsført gas vil være biogasforsyning og ikke naturgasforsyning, som antaget i denne analyse.

*Figur 5: Illustration af sammenhæng mellem samfundsøkonomisk resultat og CO<sub>2</sub>-skyggeprisen*



#### 5.3.2.4 Allokering af CO<sub>2</sub>-værdi

CO<sub>2</sub>-værdien i projektet er baseret på gassystemets forholdsvis investeringsandel i værdikæden. Der er indenfor projektet estimeret en anlægsinvestering til to biogasproduktionsanlæg med opgradering. Dette fører til en investeringsandel på 61% til gassystemet. For at illustrere hvordan usikkerhed på estimatet for anlægsomkostningerne til biogasproduktionsanlæg indvirker på allokeringen af CO<sub>2</sub>-værdien og dermed det samfundsøkonomiske resultat viser tabel 5 en partiel følsomhedsanalyse for en stigning eller fald på 20% på biogasanlæggets anlægsinvestering, hvilket vil ændre fordelingen af CO<sub>2</sub>-værdien og dermed projektets samfundsøkonomiske nettonutidsværdi. Som det fremgår af tabel 5 har udsving i anlægsomkostningerne til biogasproduktionsanlæg en begrænset indvirkning på projektets NNV.

Tabel 5. Partiel følsomhedsberegning på +/-20% udsving i anlægsinvesteringen.

	Biogas CAPEX +20%	Basisantagelse	Biogas CAPEX -20%
NNV (mio. kr.)	-358	-331	-300

#### 5.3.3 Følsomhedsanalyse gennem simulering

For at beskrive den samlede usikkerhed i analyseresultatet er der fortaget en Monte-Carlo simulering, hvor udvalgte antagelser bliver pålagt en sandsynlighedsfordeling. Tabel 2 herunder viser en oversigt over parametrene samt en beskrivelse af hvilken sandsynlighedsfordeling de antages at følge. Dermed er det muligt at sammenveje de identificerede usikkerheder i et samlet resultat.

Tabel 2: Parametre inkluderet i Monte Carlo simuleringen og deres sandsynlighedsfordelinger

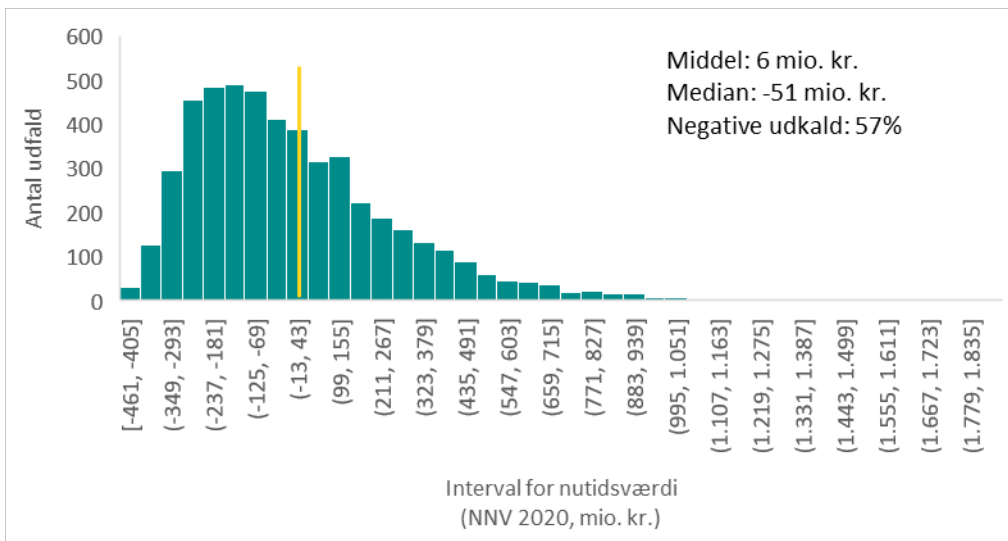
	Beskrivelse af sandsynlighedsfordeling
Antal sukkerfabrikker efter 15 år	Fordeling med tre udfald: Ingen sukkerfabrikker efter 15 år (25%), en sukkerfabrik efter 15 år (50%) og to sukkerfabrikker efter 15 år (25%).



TSO og Evida CAPEX	Normalfordelt med centralt estimat som middelværdi og en standardafvigelse svarende til en +/- variation på middelværdien på 20%.
Den samfundsøkonomiske elpris	Normalfordelt med centralt estimat som middelværdi og en standardafvigelse svarende til en +/- variation på middelværdien på 0,2 kr./kWh.
Stigning i CO2-prisen	Positive udfald fra en normalfordeling med middelværdi som basis og en standardafvigelse svarende til et max udfald på 1.500 kr./t.
CAPEX på biogasanlæg	Normalfordelt med centralt estimat som middelværdi og en standardafvigelse svarende til en +/- variation på middelværdien på 20%.
Biogasproduktion	Asymmetrisk normalfordeling med centralt estimat som middelværdi og variation svarende til henholdsvis -25% og 50% fra middelværdien.

Foretages 5.000 tilfældige træk fra hver fordeling fremkommer et udfaldsrum som vist i figuren herunder.

Figur 6: Monte Carlo simulering af samfundsøkonomisk resultat.



Af **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** ses det at den gennemsnitlige samfundsøkonomiske nutidsværdi er 6 mio. kr., medianværdien er -51 mio. kr. og 57% af udfaldene er negative. Derudover kan det ses af figuren at det udfald, der forekommer flest gange er negativt. Det skyldes at udfaldsfordelingen er højreskæv, hvor relativt få udfald resulterer i meget høje samfundsøkonomiske værdier. Udfaldsfordelingen er højreskæv, da potentialet for høj biogasproduktion samt et paradigmeskift i fastsættelse af CO<sub>2</sub>-prisen medtages i udfaldsrummet.

På baggrund af ovenstående analyse kan det konkluderes at projektets samfundsøkonomiske middelværdi er positiv, når der tages højde for fordelingerne af de identificerede parameterusikkerheder. Det er dog fortsat et projekt med stor usikkerhed, hvor 57% af alle simuleringens udfald har en samfundsøkonomisk negativ værdi.

## 5.4 Andre effekter

### 5.4.1 Indpasning af vedvarende energi

Projektet vil bidrage med indpasning af vedvarende energi i form af lokalt produceret biogas, indledningsvis med mængder svarende til mere end 50% af det i Open Season efterspurgt forbrug. På længere sigt er der desuden potentiale for at øge produktionen af biogas fx ved iblanding af halm.

Den samlede CO<sub>2</sub>-reduktion fra fortrængt naturgas udgør ca. 90.000 ton om året med en samfundsøkonomisk værdi på ca. 32 mio. kr. om året i faste 2020 priser. Heraf er 61% medtaget i det samfundsøkonomiske gevinstestimat for dette projekt, med udgangspunkt i fordeling af gevinsten mellem leddene i værdikæden ud fra forholdsvis investeringsandel.

På længere sigt er der potentiale for metanisering af den fulde mængde overskydende CO<sub>2</sub> fra biogasproduktionen. Det vil kunne øge produktionen af grønt metan med ca. 50% svarende til en CO<sub>2</sub>-fortrængning på yderligere ca. 45.000 ton om året hvis det fulde CO<sub>2</sub>-potentiale udnyttes. Denne proces er dog betinget af, at der tilføres grøn elektrolysebrint fra VE-strøm til den overskydende CO<sub>2</sub>, hvilket kræver engagement fra en kommerciel aktør. En yderligere gevinst vil desuden være at kunne fremvise et demonstrationsanlæg i fuld skala.

#### 5.4.2 CO<sub>2</sub>-effekt fra industriproduktionen

Etablering af ledningsført gas giver industrien på Lolland-Falster mulighed for på sigt at omstille til helt CO<sub>2</sub>-neutrale brændsler eksempelvis biogas. Dermed understøtter et gasnet på Lolland-Falster fremtidig omstilling i industrier, der ellers har svært ved at omstille til vedvarende energi. Som det fremgår af anbefalingerne fra Klimapartnerskabet for energiintensiv industri, er forsyning med biogas en vigtig brik i omstillingen af energiintensiv industri, og at udvidelser af gasnettet kan være nødvendig for at realisere denne omstilling. Dansk Industri har ligeledes peget på en gasledning til Lolland-Falster som en vigtig brik i at gøre det muligt for den tunge industri at omstille til mere bæredygtig energi. Nordzucker koncernen, som Nordic Sugar er en del af, har tilkendegivet ønske om CO<sub>2</sub> neutralitet i 2050.

Ændringen i CO<sub>2</sub>-udledninger fra energiforbruget på Lolland-Falster, som følge af konvertering fra industriens nuværende energiforsyning (kul, fuelolie og propan) til naturgas vil på baggrund af tal opgjort af SEAS-NVE medføre en CO<sub>2</sub>-reduktion på ca. 75.000 ton årligt, heraf ca. 73.000 ton fra Nordic Sugar. Denne reduktion kan dog ikke tilskrives etableringen af en gasledning til Lolland-Falster, da referencen for dette projekt er LNG-forsyning. For den resterende industri vil der være en CO<sub>2</sub>-fortrængning på ca. 2.000 ton årligt, hvis alle potentielle industrier skifter til naturgas ved etablering af et gasnet til Lolland-Falster.

#### 5.4.3 Regionaludvikling og bevarelse af arbejdspladser

Da det antages, at sukkerproduktionen opretholdes i nulalternativet, vil der ikke være en påvirkning af lokale arbejdspladser.

I en tænkt situation, hvor Nordic Sugar måtte lukke fabrikker i regionen evt. som følge af udfordrende energiforsyningsmuligheder, vil der dog være en negativ lokal effekt i en region, hvor arbejdsmarkedet har begrænsede alternative beskæftigelsesmuligheder. Det er fra offentlig tilgængelige oplysning estimeret at 350 ansatte ville være direkte påvirket af en lukning af begge fabrikker. Desuden ville ca. 450 personer blive påvirket indirekte som led i forsyningskæden<sup>4</sup>. Det må dog forventes at en stor del af de påvirkede vil finde anden beskæftigelse og effekterne medtages, jf. Finansministeriets vejledning, ikke i en samfundsøkonomisk analyse.

Etablering af to biogasproduktionsanlæg vil medføre et mindre antal lokale arbejdspladser til drift, samt et antal indirekte påvirkede arbejdspladser primært i forbindelse med transport.

Baseret på erfaringer fra lignende anlægsprojekter i Evida skønnes det, at der, for det samlede projekt, vil være ekstern beskæftigelse under etablering af lednings- og stationsanlæg af størrelsesorden 100-200 mandeår.

#### 5.4.4 Afledte effekter i landbruget

Landbruget vil blive leverandør til biogasproduktion. Det formodes at biogasproduktion i høj grad vil basere sig på roepulp fra sukkerproduktionen, som i dag anvendes til dyrefoder. Ud fra en samfundsøkonomisk betragtning antages det, at værdien er konstant eller øget ved brug i biogasanlægget, hvis der indgås kommercielle aftaler om levering. En eventuel effekt er ikke medtaget i den økonomiske analyse. Desuden kan der være en positiv næringsstofværdi i den

<sup>4</sup> Estimatet for indirekte effekter er beregnet på baggrund af Danmarks Statistiks opgørelse for indirekte effekter indenfor branchekoden 'Anden fødevarerindustri'. Se Metodenotat for uddybende beskrivelse.

afgassede biomasse, som føres tilbage i jordbrugsproduktionen. Denne effekt er ligeledes ikke medtaget i analysen, da den primært er betinget af anvendt dyrkningspraksis i landbruget.

#### 5.4.5 Forsyningsikkerhed

Projektet har ikke en indvirkning på den generelle forsyningsituation for gas i Danmark. Det formodes dog, at der kan være en forbedring i forsyningsikkerheden for de to Nordic Sugar produktionsanlæg på Lolland-Falster i forhold til nulalternativet med LNG leveret på lastbiler.

#### 5.4.6 Miljøpåvirkning

Projektet skal gennem en miljøkonsekvensvurdering inden etableringsfasen kan igangsættes. Modningsprojektet arbejder med den forudsætning at miljøkonsekvensvurderingen sker gennem et landsplandirektiv. I samråd med Erhvervsstyrelsen, der er planmyndighed, og Miljøstyrelsen, der er VVM-myndighed, fastsættes krav til hvilke påvirkninger af miljøet der skal undersøges.

Konkret forventes det, at miljøpåvirkningerne fra gasledningen især vil stamme fra projektets etableringsfasen og relatere sig til gravearbejdet på den 115 km lange strækning. Det er påvirkninger af mennesker, fugle, frøer, padder, flagermus, fisk, planter, træer ved krydsninger af små og store veje, vandløb, søer, skovområder, marker, hegn, fredninger, strand og havbunden og lignende forhold som støj fra maskiner, afspærring af veje i forbindelse med anlæggelse osv. der vil være fokus på. I driftsfasen forventes påvirkninger i form af restriktioner for anvendelse af jorden over gasledningen, den visuelle påvirkning samt støj fra MR-stationer, begrænsninger af den rekreative værdi eller lignende påvirkninger.

#### 5.4.7 Personsikkerhed

Gasledninger og stationsanlæg etableres i henhold til Arbejdstilsynets bestemmelser om konstruktion og ibrugtagning af naturgasanlæg. I det fortsatte modnings- og etableringsprojekt gennemføres de nødvendige analyser for at sikre at anlæggene designes og placeres hensigtsmæssigt i forhold til eksisterende opholdsarealer, som beboelse, vej, højspændingsledninger og -master samt jernbane og motorveje.

Etableringsprojektet følger lovgivning og interne retningslinjer for at minimere risiko for uheld.

#### 5.4.8 Image

Etablering af en gasledning til Lolland-Falster vil spille ind i Energinets overordnede strategi om at udvikle infrastrukturen til understøttelse af grøn omstilling. En gasledning vil give industrier på Lolland-Falster mulighed for at overgå til gas eller biogas som brændsel. Gasledningen vil understøtte biogasproduktion i regionen. Initialt forventes en biogasproduktion på mindst 50% af gasforbruget i området. Biogasproduktionen kan øges til xx% fx ved tilsætning af halm eller på lidt længere sigt ved metanisering af overskuds CO<sub>2</sub>. På sigt vil al gas til industrien skulle være baseret på biogas eller VE-gas fra vindmøllestrøm, gasledningen sikrer adgang til VE-gas fra hele Danmark.

Projektet vil bidrage til at udnytte synergier lokalt på Lolland-Falster gennem:

- omstilling til en grønnere energiforsyning af industrien
- udnyttelse af landbruget som både leverandør og aftager af biomasse til/fra biogasproduktion

- udnyttelse af affaldsprodukter fra sukkerindustrien i biogasproduktion
- metanisering af CO<sub>2</sub> overskud fra biogasproduktionen vil på sigt kunne øge biogasproduktionen med 50%, hvor brinten produceres fra el-overløb i området

Den biogas der initialt produceres i området, svarer til ca. 1,6 PJ. Det udgør en stigning på ca. 14% i forhold til biogasproduktionen til gasnettet i 2019, og vil bidrage til en ekstra fortrængning af fossil naturgas i det samlede net.

Et gasnet til Lolland-Falster vil muliggøre omlægning af industriens energiforbrug fra kul og fuelolie til gas. Ændringen i CO<sub>2</sub>-udledninger fra energiforbruget på de to Nordic Sugar anlæg vil medføre en reduktion i CO<sub>2</sub> emission på ca. 73.000 tons årligt. Det svarer til ca. 23 % af potentialet for omstilling af industri fra kul i Danmark. Hertil kommer en mindre mulig CO<sub>2</sub> fortrængning på yderligere ca. 2000 tons/år fra omlægning af anden potentiel industri til gas. Dermed understøtter projektet regeringens ambition om 70% CO<sub>2</sub>-reduktion inden 2030.

#### 5.4.9 Planer

Projektet fremgår af den godkendt investeringsplan 2020 for Gas TSO og er behandlet i Gasforsyningssikkerhedsredegørelsen. Projektet er ikke en del af Evidas investeringsplan 2020.

Projektet har ingen grænseoverskridende effekt. Projektet kan dog have TYNDP (Ten Year Network Development Plan) relevans, da det understøtter integration af en mængde biogas i nettet og dermed en dekarbonisering af gasnettet. Fra og med TYNDP 2020 har der været mulighed for at, såkaldte 'Energy transition projects' (ETR-projekter) kan optages i TYNDP. Deadline for indmelding til TYNDP 2020 er dog overskredet. Projektets status må overvejes ved indmelding til TYNDP 2022. Det er fortsat uafklaret, hvorvidt ETR-projekter på sigt kan optages som PCI (Project of Common Interest).

#### 5.5 Risikobeskrivelse

Projektgruppen har gennemført en risikoafdækning af modningsprojektet. Risikoafdækningen er afgrænset til det tekniske projekt og indeholder ikke forhold angående det samfundsøkonomiske værdiestimat. Risikovurderingen har ikke specifikt forholdt sig til den nuværende situation med Corona virus. Risikovurderingen er senest opdateret ultimo marts 2020. Det opdaterede billede viser 15 risici i alarp området og ni i uacceptabelt område. De ni risici i uacceptabelt område er gennemgået nedenfor foruden enkelte risici i alarp, da de betragtes som centrale for modningsprojektet.

Energistyrelsen (ENS) har spurgt, om Gas TSO (transmission) har hjemmel til at bygge et 40 bars gasnet; dette gøres sædvanligvis af Evida (distribution). Risikoen er, at vi står med et rent distributionsprojekt uden økonomisk finansieringsbidrag fra Open Season (**R051**). Gas TSO er i dialog med ENS om dette og vurderer, at det ikke bør være et problem. ENS har også rejst en bekymring vedrørende manglende ekspropriationsmulighed for Evida i gældende lovgivning<sup>5</sup>. Også her pågår en afklarende dialog. Konsekvensen kan være, at der skal udarbejdes og vedtages ny lovgivning, som tidligst forventes at kunne ske i 1. halvår 2021; dvs. nogle få måneder forinden ekspropriation forventes påbegyndt i projektet (**R033**).

<sup>5</sup> Ekspropriationsretten ligger i varmforsyningsloven. Lolland-Falster er ikke en del af Evida eksisterende distributionsområde og Grøn gas Lolland-Falster er rettet mod procesformål i industrien snarere end varmforsyning.

Mangel på kvalificerede ressourcer, har sat en begrænsning for projektets fremdrift hidtil og vil være en risiko fremadrettet (**R0047**)<sup>6</sup>. Muligheder for at bruge udenlandske ressourcer afsøges. Gas TSO og Evida er endvidere i proces med at allokere ressourcer mod projektet. Der vil også være fokus på at sikre ressourcer eksternt; eksempelvis arkæologer fra museer og reservation af kommissarius til at forestå ekspropriation (**R010**).

Som en konsekvens af det høje tids- og ressourcepres i modningsprojekt har det ikke været muligt at følge Energinets projektmodel (**R045**)<sup>7</sup>. Det introducerer en række risici i forhold analysegrundlaget for investeringsbeslutningen (**R013**) såvel som den fremadrettede gennemførelse af projektet (**R044**); herunder budgetusikkerhed, risici i tidsplanen mv. Projektet har fokus på mitigering af disse risici.

Der er en risiko for, at koordinering med Baltic Pipe-projektet vedrørende tilkobling ved den kommende kompressorstation i Everdrup giver anledning til forsinkelse af dette projekt (**R034**). Modningsprojektet er i gang med at undersøge dette nærmere sammen med Baltic Pipe-projektet. Fokus er endvidere på at mitigere projektrisici for farvandskrydsningerne (**R011**); herunder geotekniske undersøgelser af de to bæltter.

For ethvert anlægsprojekt er der en risiko for uforudsete hændelser undervejs. Tidslinjen rummer fleksibilitet til at kunne håndtere visse, mindre hændelser, mens en eller flere større hændelser på et ubelejligt tidspunkt i projektet vil medføre risiko for en forsinkelse af det samlede projekt i forhold til den skitserede tidslinje (**R019**).

Nordic Sugar er i proces med Miljøstyrelsen om at få forlænget dispensation på deres fabrik i Nakskov i tilfælde af beslutning om at gennemføre af projektet. Det er risiko, at det ikke lykkes (**R035**) inden der træffes investeringsbeslutning i Evida og Gas TSO. Projektet har støttet op om denne henvendelse og oplever positiv respons fra Miljøstyrelsen med henblik på at kunne opnå en sådan. En dispensation skal behandles i EU, hvilket kan få tidsmæssige konsekvenser.

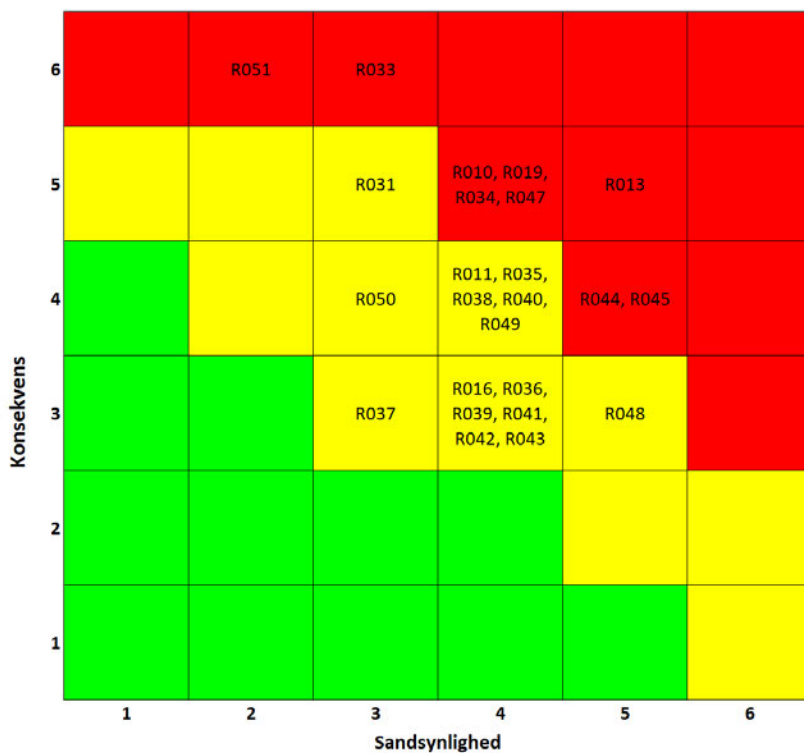
Nature Energy har udtrykt behov for støtte til den biogas, de skal producere for de kommende to anlæg på Lolland-Falster. Der er en risiko for, at det ikke lykkes og projektet derfor ikke realiserer en grøn værdi (**R036**). ENS har vist velvilje til at kigge tidligt på mulighederne for dette. Der forventes dog fortsat en tilbagemelding. Risikoen for at Evida og Gas TSO træffer FID i efteråret 2020 uden realisering af grøn gas er samtidig mitigeret ved, at investeringsbeslutning for Nordic Sugar, Nature Energy, Evida og Gas TSO nu ligger i efteråret 2020<sup>8</sup>.

Det vil være projektets tilgang at tage en proaktiv og åben til interessenter, lodsejere og offentlighed; kommunikation, dialog og involvering. Hermed mitigeres for lukkethed (**R39**), modstand (**R041**) og sene justeringer til projektet. Der vil være en generel fokus på risici og håndtering af disse i projektet fremadrettet for at sikre fremdrift og undgå overraskelser.

<sup>6</sup> Kombinationen af en aldrende population af gastekniske ressourcer og relativ mange anlægsprojekter undervejs inkl. Baltic Pipe og biogasprojekter har støvsuget markedet for ressourcer, der har erfaring med at bygge gasnet.

<sup>7</sup> Eksempelvis er designbeskrivelse og kravliste ikke udarbejdet, hvorfor anlægsbudgettet er udarbejdet på et konceptuelt designgrundlag.

<sup>8</sup> Nature Energy har fremrykket deres investeringsbeslutning til november 2020 og Nordic Sugar har udskudt deres investeringsbeslutning for LNG alternativet til december 2020.



## 5.6 Sammenfatning af investeringsanalyse

En investeringsbeslutning kræver en positiv evaluering på følgende beslutningskriterier:

1. Business casen skal kunne fremvise en positiv samfundsøkonomisk værdi, ikke nødvendigvis fuldt kvantificeret, men understøttet af tilstrækkelige ikke-kvantificerbare samfundsøkonomiske værdier
2. Business casen skal kunne fremvise tilstrækkelig dækning af de selskabsøkonomiske omkostninger i EVIDA henholdsvis Gas TSO
3. Projektet skal fra første driftsår integreres grøn gas svarende til mindst 50% af det forbrug, som projektet initierer.

En vurdering på de tre beslutningskriterier:

Ad 1. Den samfundsøkonomiske analyse for hovedalternativet med anlæg af en 10" ledning fremviser en samfundsøkonomisk værdi på -331 mio. kr. I basisanalysen antages Nordic Sugars to produktionsenheder er i drift i 15 år, mens kun et anlæg er i drift i de efterfølgende 15 år. Følsomhedsanalyser viser, at der kan opnås en positiv samfundsøkonomi, hvis CO<sub>2</sub>-skyggeprisen udvikler sig lineært frem imod 700 kr./ton i 2030.

Ad 2. Gevinster opnået gennem Open Season kan ikke sikre tilstrækkelig dækning af de selskabsøkonomiske omkostninger i Gas TSO. En investering vil kræve afklaring af mulighederne for omfordeling indenfor det uniforme tarifysystem (Se bilag 1 og 2). I de selskabsøkonomiske analyser ligger op til, at forbrugere i det eksisterende gasnet vil skulle finansiere gevinsten for forsyning med ledningsført gas relativt til LNG. Der er estimeret en stigning på 2,3% henholdsvis 1% på distributions- henholdsvis transmissionstariffen.

Ad 3. Nature Energy har afgivet bud i Open Season på over 50% af det forbrug som projektet initierer. Nature Energy har betinget sig behov for støtte til den biogas, de skal producere, hvilket vil kræve en ny støtteordning eller alternativt en aktivering af støtteordning for biogas til procesformål. Der vil være en risiko for, at dette ikke vil lykkes og projektet derfor ikke kan realisere den grønne værdi.

I basisanalysen estimeres forbrugergevinsten gennem det afgivne bud i Open Season repræsenteret ved en tarifindtægt og et finansieringsbidrag. En supplerende vurdering af forbrugergevinsten udtrykt ved de afværgede omkostninger for LNG-forsyning kan i basisanalysen føre til et positivt samfundsøkonomisk resultat på 206 mio. kr. Den samfundsøkonomiske nettonutidsværdi af forbrugers overskuddet er meget afhængig af hvor længe de to sukkerproduktionsenheder er i drift.

Buddet afgivet i Open Season auktionen afspejler en forbrugergevinst svarende til at begge Nordic Sugars produktionsanlæg er i drift i 5,5 år. Omvendt viser følsomhedsanalysen på forbrugergevinsten, at hvis begge produktionsanlæg er i drift i mindst 14,5 år, så vil der være en positiv samfundsøkonomi. Ved reduceret aftag i perioden eller tidlig nedlukning af et produktionsanlæg vil den samfundsøkonomiske værdi for projektet ikke kunne realiseres. Denne risiko vil påhvile Gas TSO og Evida ved gennemførelse af projektet.

Etablering af en gasledning til Lolland-Falster vil understøtte 70% målsætningen og muliggøre omstilling af industrier på Lolland-Falster til gas eller biogas som brændsel. Gasledningen vil understøtte biogasproduktion i regionen. Initialt forventes en biogasproduktion på mindst 50% af gasforbruget i området.

## 6. Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger

### 6.1 Anlægsbudget

Det samlede budget for etablering af en 10" ledning fra Everdrup til Nakskov er som angivet i tabellen. Anlægsprojektets omkostninger fordeler sig med 466 mio. DKK til Evida og 313 mio. DKK til Gas TSO. Der er indeholdt en post til reinvestering i biogaskompressorer på 5 mio. DKK efter 15 år.

Anlægsbudget - 2020 priser	DKK mio.
Projektledelse	
Plan & Miljø	
M/R Station	
L/V Station	
Kompressorstation	
Sørør	
Landledninger	
<b>Basisbudget (ekskl. byggerenter)</b>	
Byggerenter	
<b>Basisbudget</b>	
Risikoomkostninger	
Forventningstillæg (projektlederreserve)	
Styringsmål	
Budgetusikkerhed (styregruppereserve)	
<b>Anlægsbudget</b>	<b>837,5</b>



For detaljeret budget henvises til 19/09644-14.

De samlet anlægsomkostninger vil således beløbe sig til 853 mio. DKK i faste 2020 priser, idet der er afsat 18 mio. DKK i modningsprojektet, hvoraf ca. 3 mio. DKK er anvendt. Projektledelsen vurderer at de resterende 15 mio. kr. vil blive anvendt frem mod oktober 2020. Dels for tilførsel af projektressourcer dels til gennemførelse af diverse tekniske forundersøgelser og idehøring (første offentlighedsfase).

## 6.2 Afledte driftsomkostninger

For detaljeret budget henvises til dok. nr. 19/09644-14.

Driftsomkostningerne pr. år i 2020 priser fordeler sig mellem Evida og Gas TSO således:

Gennemsnitlige årlige OPEX omkostninger (mio. kr.)

	TSO	Evida	Total
Landedning			
Kompressor			
M/R stationer			
L/V station			
Stab og koncern			
<b>Total</b>	<b>1,6</b>	<b>4,0</b>	<b>5,6</b>

## 6.3 Tarifpåvirkning

Den første vurdering er at gennemførelse af projektet vil resultere i en tarifstigning i Evida på ca. 2,3% og i Gas TSO på ca. 1% i forhold til de beregnede tariffer for forbruget i AF2019 og over hele perioden. Stigningen afspejler den socialisering der sker af omkostningerne til projektet, hvilket vil medføre en omfordeling fra det resterende system. For yderligere information om tarifpåvirkningen henvises til bilag 1 og bilag 2.

## 6.4 SFI (Standard, Forenkling, Indkøb)

Projektet vil benytte rammeaftaler hvor dette er fordelagtigt, og i forvejen udarbejdede koncepter benyttes om muligt. Fx vil kompressorindkøb ske under en rammeaftale. Mens der skal laves udbud for fx rørleverancen da den forventes at være attraktiv for rørproducenterne, at byde uden om melleghandlere.

Evida og Gas TSO vil i vid udstrækning gennemføre fælles udbud, fx på rørleverancen. Etablering herunder farvandskrydsninger kan være et samlet fælles udbud opdelt i fx. tre delstrækninger, og med mulighed for at byde på hele strækningen eller en eller flere delstrækninger.

## 7. Tidsplan

Projektet kører efter en meget stram tidsplan. Et af de centrale elementer i tidsplanen er hensynet til Nordic Sugars miljøgodkendelse for den nuværende energiforsyning, som udløber i december 2021. Der arbejdes med planlagt idriftsættelse i august 2023 og der foregår en afklaring med Miljøstyrelsen for at afsøgning af muligheden for at Nordic Sugar kan få midlertidig

forlængelse af miljøgodkendelsen. Selv med denne midlertidige forlængelse så er tidsplanen meget stram.

Aktivitet	Tidspunkt
Godkendelse af business case (ID)	Maj 2020
§ 4-godkendelse	September 2020
Endelig investeringsbeslutning (FID)	September 2020
Overdragelse fra modning til etablering	September 2020
VVM 2. offentlighedsfase	Marts/april 2021
Landsplan og VVM tilladelse opnået	Oktober 2021
Ekspropriering afsluttet	Marts 2022
Arkæologiske undersøgelser afsluttet	Maj 2022
Opstart af anlægsfase	Juni 2022
Idriftsættelse	August 2023
Projektafslutning	Marts 2024

## 8. Bilag

Bilag 1: Evida – Gasforsyning til Lolland Falster – selskabsøkonomi dok. nummer 19/09647-29

Bilag 2: Gas TSO – selskabsøkonomiske forhold gasforsyning til Lolland-Falster dokument nummer 19/09647-27

## 9. Referencer

Oversigt over udarbejdede dokumenter. Følgende dokumenter skal vedlægges som link til 360-dokument til brug for beslutningstageren for yderligere information omkring baggrund for projektet:

Beslutningsgrundlag: Dokument nummer 19/09647-22

Metodenotat til business case Dokument nr. 19/09647-3

Analysenotat: Dokument nummer 19/09644-15

Anlægsbudget: Dokument nummer 19/09644-14

Baggrundsdokumentation til anlægsbudget: Dokument nummer 19/09644-13

Budget Søledning Storebælt og Fyn, dokument nummer 19/09643-2

Risikoregister dokument nr. 19/09641-21