



Opdateret business case til BM d. 15. marts 2018

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:
28. februar 2018

Forfatter:
SLE-MBL

NOTAT

BALTIC PIPE BUSINESS CASE

Indhold

1. Indstilling	3
1.1 Resumé	3
2. Rationale	5
2.1 Lavere transportomkostninger i Danmark og Sverige	6
2.2 Diversificering i Polen	7
2.3 Ny afsætningsmulighed for Norge	7
2.4 Europæiske interesser	8
3. Baggrund og sammenhænge	8
3.1 Feasibility Study	8
3.2 Et dansk-polsk samarbejdsprojekt	8
3.3 Norske samarbejdsflader	9
4. Alternativer	9
4.1 Udvalgt løsning	10
4.1.1 Offshore gasledning i Nordsøen og modtageterminal	11
4.1.2 Udbygning af det danske gastransmissionsnet	11
4.1.3 Kompressorstation på Sjælland	12
4.1.4 Offshore gasledning i Østersøen (GAZ-SYSTEM)	12
4.1.5 Udbygning af det polske gastransmissionsnet (GAZ-SYSTEM)	12
4.2 Fravalgte alternativer	12
4.2.1 Fravalg vedrørende etablering af gasopstrømsforbindelse	13
4.2.2 Fravalg vedrørende transmissionsnettet og kompressorstation	13
5. Investeringsanalyse	14
5.1 Antagelser for transportmængder og kapacitetssalg	16
5.1.1 Open Season-perioden 1. oktober 2022 til 30. september 2037	16
5.1.2 Perioden fra 1. oktober 2037 til 30. september 2052	17
5.2 Samfundsøkonomisk analyse	19
5.2.1 Dansk samfundsøkonomi	20
5.2.2 Svensk samfundsøkonomi	22
5.2.3 Økonomisk risikosimulering	22
5.3 Konkurrencesituation	26
5.4 Forsyningssikkerhed	26

5.5	Mulig klimaeffekt	27
5.6	Systemdrift.....	28
5.7	Projects of Common Interest	28
5.8	Planer	28
6.	Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger	28
6.1	Anlægsbudget	28
6.2	Afledte driftsomkostninger.....	30
7.	Gennemførelse og tidsplan	31
7.1	Projektgennemførelse	31
7.2	Organisation	31
7.3	Tidsplan.....	32
7.4	Centrale interessenter	33
7.5	Kontraktuelle forhold.....	33
8.	Bilag A.....	35
8.1	Forudsætninger for investeringsanalyse	35
8.1.1	Volumen og kapacitetstariffer	35
8.1.2	Uniformt tarifprincip	36
8.1.3	Polsk forbrug og forsyning.....	36
8.1.4	Transportomkostninger for Mallnow-ruten	37
8.1.5	Open Season og kapacitetskontrakter	38
8.1.6	Fremtidig økonomisk regulering af Energinet	39
8.1.7	Finansiering af eventuelle tab via henholdsvis ejer og gasforbrugere ...	39

1. Indstilling

Det indstilles til godkendelse, at Energinets del af Baltic Pipe-projektet gennemføres med henblik på planlægning, etablering og idriftsættelse af anlæggene inden oktober 2022. Endvidere at Energinets direktion bemyndiges til at bekræfte bestyrelsens beslutning ved, jf. samarbejdsaftalen med GAZ-SYSTEM, at træffe investeringsbeslutning senest 30. november 2018 forudsat, at

- der indgås 15-års kontrakter vedrørende kapacitet fra det norske gasopstrømssystem til det danske transmissionssystem og videre til det polske transmissionssystem på i alt ca. 8 mia. m³ årligt med de transportkunder, der har afgivet bud i Open Season.
- Energitilsynet og det polske Energy Regulatory Office godkender den fælles investeringsanmodning for Baltic Pipe-projektet jf. Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 347/2013.
- Energi-, forsynings- og klimaministeren godkender, at projektet gennemføres, jf. § 4 i Lov om Energinet.dk.
- De kontraktuelle forhold, som er beskrevet i afsnit 7.5, opnås rettidigt.
- Anlægsbudget og samfundsøkonomi fortsat er inden for de rammer, som direktionen, i henhold til Energinets investeringsgovernance, har mandat til at godkende for et igangværende etableringsprojekt, det vil sige, at anlægsbudgettet ikke stiger med mere end 10 %.¹

De totale omkostninger for Energinets etableringsprojekt er budgetteret til 6.279 mio. DKK. Hertil kommer op til 114 mio. DKK, som afholdes i modningsprojektet frem til marts 2018. Projektet indgår i senest godkendte budget og udgør heri samlet [REDACTED] mio. DKK eksklusive risikoomkostninger, forventningstillæg og budgetusikkerhed. Det nuværende anlægsbudget beløber sig til [REDACTED] mio. DKK eksklusive risikoomkostninger, forventningstillæg og budgetusikkerhed. Forskellen skyldes højere omkostninger for landledningsprojektet og kompressorstationen samt lavere omkostninger for offshore rørledningen i Nordsøen.

1.1 Resumé

Baltic Pipe-projektet gennemføres i samarbejde med polske GAZ-SYSTEM, hvor hver part er ansvarlig for sin del af projektet. Det samlede dansk-polske projekt giver en transportkapacitet på op til 10 mia. m³ årligt fra det norske offshore gassystem via Danmark til Polen og ca. 3 mia. m³ årligt fra Polen til Danmark. I Open Season-udbudsprocessen er der kommet bindende bud fra transportkunder på samlet set 8 mia. m³ kapacitet årligt i 15 år fra Norge til Polen.

Baltic Pipe-anlæggene, der er omfattet af denne indstilling og business case, omfatter:

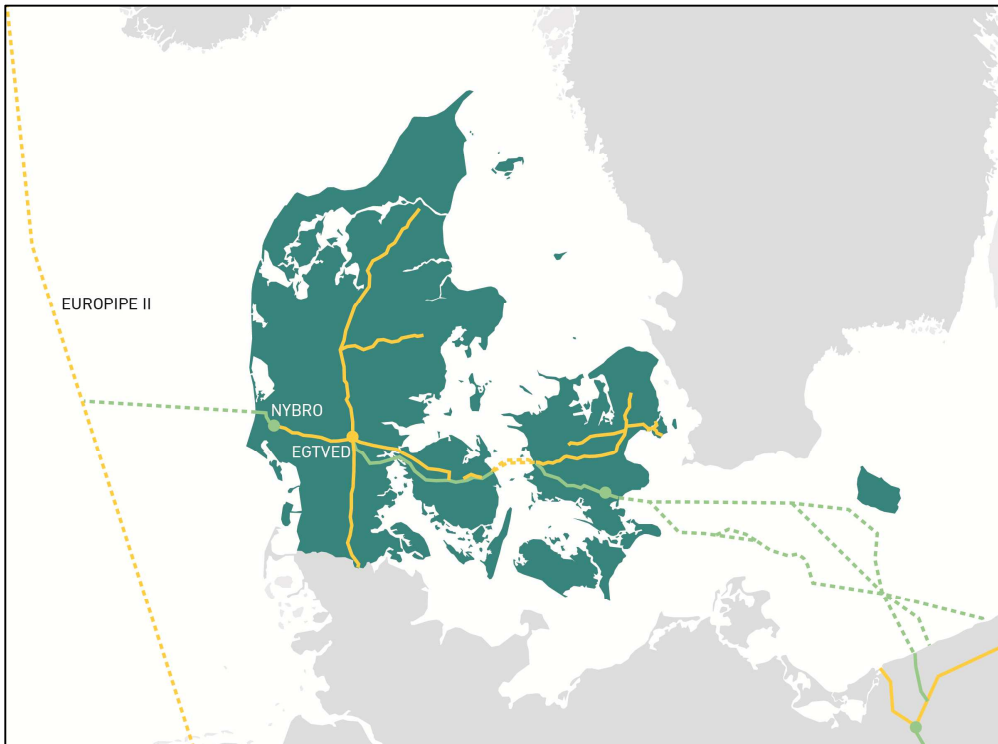
- En offshore gasledning, der forbinder en norsk gasledning i Nordsøen med det danske gastransmissionsnet via en modtageterminal.
- Udbygning af det danske onshore gastransmissionsnet inklusive krydsning af Lillebælt.
- En kompressorstation på Sjælland.

¹ Jf. Energinets governance skal koncernbestyrelsen godkende afvigelser fra etableringsbudgettet på mere end 10 %, ligesom afvigelse af scope og/eller rentabilitet uden for business case også skal godkendes af koncernbestyrelsen.

GAZ-SYSTEM har ansvaret for at planlægge, etablere og idriftsætte:

- En offshore gasledning fra Østdanmark gennem Østersøen til Polen.
- Udbygning af det polske onshore gastransmissionsnet.

Idriftsættelse skal ske senest 1. oktober 2022 inden udløb af Polens nuværende gaskontrakter med Rusland.



Figur 1 Baltic Pipe-ruten fra Nordsøen via Danmark og til Polen (lysegrøn). Det eksisterende gastransmissionsnet er vist med gul og EuroPIPE II er vist med stiplede gul.

I henhold til samarbejdsaftalen med GAZ-SYSTEM skal begge parter træffe investeringsbeslutning inden december 2018. Hvis en part herefter alligevel må stoppe projektet, vil det være forbundet med store omkostninger,

[REDACTED]

Baltic Pipe-projektet forventes for Danmark at give samfundsøkonomisk værdi i form af lavere transportomkostninger for gas. Det bedste bud på den samfundsøkonomiske nettogevinst i form af tarifbesparelse for de nuværende, danske brugere er 2,3 mia. DKK. Efter korrektion for risiko er gevinsten 1,5 mia. DKK. De danske brugeres tarifbesparelse svarer til en forrentning af investeringen tæt på afkastkravet fra Finansministeriets vejledning – dvs. 4 % for de første 35 år og 3 % for den resterende periode.

Projektet vil endvidere give større konkurrence og en mere robust forsyningssikkerhed, da man sikrer en mere diversificeret gasforsyning til Danmark. Det er dog effekter, der ikke er kvantificeret.

Også for Sverige, der forsynes med gas fra Danmark, vil projektet give samfundsøkonomisk værdi i form af lavere transportomkostninger for de svenske brugere. Sveriges samfundsøkonomiske netto-udsværdi, der er drevet af tariffbesparelser, er 0,6 mia. DKK i basisscenariet og 0,5 mia. DKK i det risikostyret scenarie.

For Polen vil Baltic Pipe-projektet bringe værdi i form af større diversificering af gasforsyningen til landet, hvilket vil forbedre konkurrencen og medføre øget forsyningssikkerhed. Den polske samfundsøkonomiske værdi er estimeret til 5,0 mia. DKK. Hertil kommer et stort potentiale for CO₂-reduktion ved udskiftning af kul og olie med naturgas, som overslagsmæssigt estimeres til mellem 4 og 8 mia. DKK.

Baltic Pipe-projektet er et projekt af fælles europæisk interesse (PCI), der binder Europas energisystemer tættere sammen og bidrager til opfyldelse af EU's klima- og energipolitiske mål. Regionalt vil projektet, sammen med andre af GAZ-SYSTEMs planlagte projekter, binde gasmarkederne i Vesteuropa og Østeuropa bedre sammen og således understøtte den europæiske Energiunion. Norge får således også en ny afsætningsmulighed på det østeuropæiske gasmarked, og derfor er der i Norge, også blandt de kommercielle aktører, støtte til projektet.

2. Rationale

Energinet og GAZ-SYSTEM gennemførte i 2017 en Open Season-udbudsproces med henblik på salg af 15-års kapacitetskontrakter for gastransport fra Norge til Polen via Baltic Pipe-ruten. Open Season-processen blev afsluttet i oktober 2017 med bud på 15-års kapacitetsreservationer på i alt ca. 8,0 mia. m³ pr. år. Den polske regulator og Energitilsynet godkendte i november 2017 kriterierne for den såkaldte økonomiske test, der skal gennemføres, før kapacitetskontrakterne kan underskrives.² Energinet og GAZ-SYSTEM forventer at underskrive Open Season-kapacitetskontrakterne i januar 2018. Underskrift af kapacitetskontrakterne er blandt andet betinget af, at denne business case kan godkendes inden marts 2018, og at både Energinet og GAZ-SYSTEM træffer (endelig) investeringsbeslutning inden december 2018.

De nuværende kontrakter for russiske gasleverancer til Polen udløber i oktober 2022. Baltic Pipe-projektet skaber en helt ny forsyningsrute for direkte eksport af naturgas fra de norske felter til Polen. Det er en politisk besluttet polsk strategi, at man fremover vil sikre forsyning af gas via flere forskellige ruter. Baltic Pipe-projektet er et centralt element i denne strategi, og det er derfor essentielt for polske aktører, at projektet kan være klar til idriftsættelse inden oktober 2022, når de nuværende russiske kontrakter udløber. En anden central forudsætning for de polske aktørers interesse i projektet er, at ruten er billigere end alternative ruter for norsk gas

[REDACTED]. Baltic Pipe-ruten ligger geografisk på en næsten direkte rute mellem Norge og Polen, hvilket giver bedre muligheder for lavere transportomkostninger end via alternative ruter, fordi ruten er kortere.

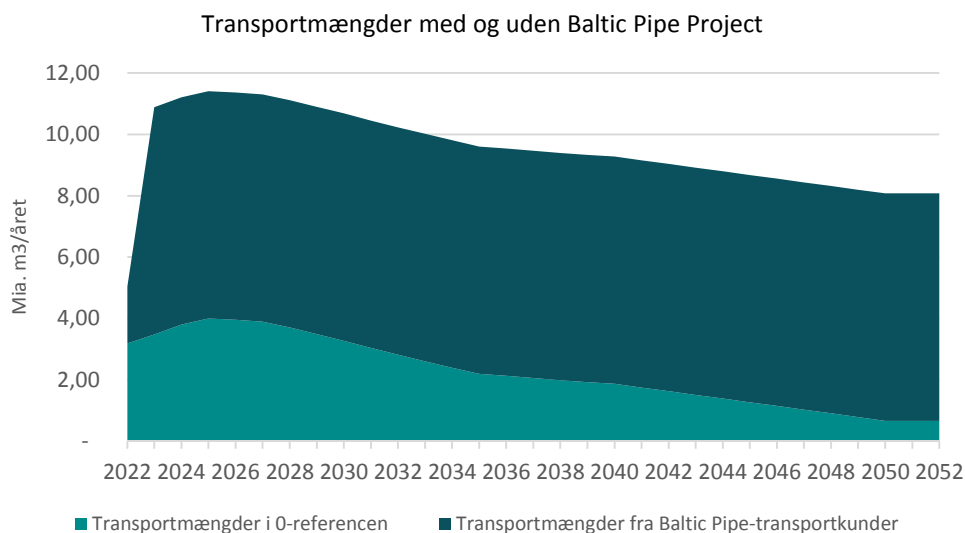
For Danmark vil projektet medføre samfundsøkonomiske fordele, primært ved at transportomkostninger for de danske gasforbrugere vil falde, da der som følge af den øgede transitmængde, som projektet medfører, vil være forholdsvist flere til at dække omkostningerne ved at opretholde det danske gassystem, som dog også bliver dyrere. Projektet understøtter Energinets strategi om at styrke Danmarks geografiske position som energihub mellem Norden og Europa, hvilket bl.a. vil medføre, at forsyningen til det danske gassystem vil blive mere diversificeret, og forsyningssikkerheden dermed øges.

² Dette følger af Kommissionens Forordning (EU) 2017/459. af 16. marts 2017 vedrørende kapacitetstildelingsmekanismer.

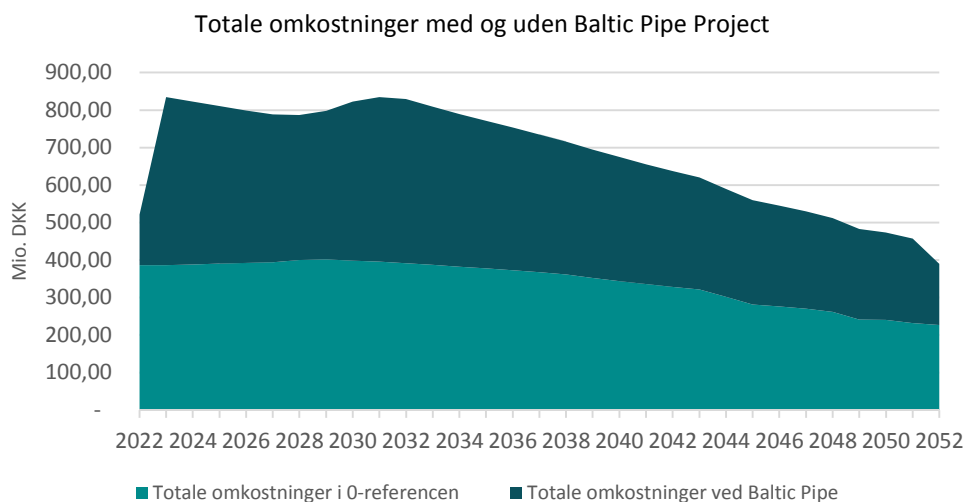
Nedenfor er disse elementer beskrevet yderligere.

2.1 Lavere transportomkostninger i Danmark og Sverige

De forventede transitmængder gennem det danske gassystem, som følger af Baltic Pipe-projektet, vil medføre et markant fald i transmissionstariffen i forhold til en situation uden Baltic Pipe-projektet, idet de samlede omkostninger ikke øges tilsvarende.



Figur 2 Forventede transportmængder med og uden Baltic Pipe-projektet. Summen af areaerne udgør forventede transportmængder i basisscenariet.



Figur 3 Forventede omkostninger med og uden Baltic Pipe-projektet.

Lavere transmissionstariffer forventes at komme både danske og svenske forbrugere til gode. Samtidig reduceres risikoen for, at der skal foretages nedskrivninger af gasinfrastrukturaktiver som følge af, at gassystemet ikke vil være konkurrencedygtigt som følge af meget høje tariffer, afledt af det forventede faldende danske forbrug.

Det danske engrosmarked for gas er i dag præget af få aktører. Etablering af Baltic Pipe-projektet vil give mulighed for forbedring af likviditeten på det danske engrosmarked og deraf forbedret konkurrence samt mulighed for gevinster i form af lavere gaspriser.

Baltic Pipe-projektet medfører desuden nye forsyningskilder til det danske gasmarked i tillæg til de eksisterende forsyningskilder fra den danske del af Nordsøen og fra Tyskland. Dette vil overordnet set give en mere robust forsyningsikkerhed i Danmark i tilfælde af nedbrud på de eksisterende forsyningskilder.

Endelig vil de lavere transmissionstariffer være en fordel for produktionen af grønne VE-gasser, idet det også bliver billigere at anvende og flytte grønne gasser.

2.2 Diversificering i Polen

I Polen kommer langt størstedelen af naturgasforsyningen i dag fra øst. Afhængigheden af en enkelt leverandør medfører, at det er svært at opbygge et velfungerende marked. Det ses også i dag, hvor engrosprisen for gas i Polen er væsentligt over det toneangivende nordvesteuropæiske prisniveau³. Diversificering af gasforsyningerne til Polen ses derfor som en oplagt mulighed for at skabe bedre konkurrence på det polske gasmarked.

Baltic Pipe-projektet er for Polen den eneste mulighed for at opnå en reel diversificering af gasforsyningen gennem rørført gas. Kombineret med egen produktion af naturgas samt yderligere mulighed for forsyning via GAZ-SYSTEMs nye LNG-terminal på den polske nordkyst og import fra Tyskland, vil Polen fuldstændigt kunne eliminere risikoen for svigtende forsyninger, som nabolandene Hviderusland og Ukraine tidligere har oplevet.

Polen har iværksat et ambitiøst forandringsprojekt for gassektoren med 6 anlægsprojekter, der skal sikre nye forsyningsruter (fra Norge + LNG) og nye forbrugs- og handelsmuligheder, og i begyndelsen af januar 2018 fremlagde den polske regerings befuldmægtigede for energisikkerhed, Piotr Naimski, således et udkast til en anlægslov, der foruden LNG-terminalen i Świnoujście nu også indeholder GAZ-SYSTEMs del af Baltic Pipe-projektet. Anlægsloven skal gøre det nemmere at gennemføre projektet, herunder at opnå de nødvendige myndighedstilladelser.

Forbedring af forsyningsikkerheden for gas i Polen kan desuden øge industriens og kraftværkernes villighed til at erstatte kul med gas som brændsel. De eksisterende gasmængder fra Rusland vurderes af flere forbrugere i Polen som usikre, hvorimod gas fra Norge vurderes at have en højere forsyningsikkerhed. Dette kan få industri og kraftværker til at skifte til gas, og potentialet for CO₂-reduktioner kan derfor være stort.

2.3 Ny afsætningsmulighed for Norge

For Norge skaber Baltic Pipe-projektet en ny direkte salgs- og forsyningsrute til Polen og dermed adgang til et nyt marked med stigende gasforbrug i en tid, hvor det eksisterende vesteuropæiske marked ser ud til at være stagnerende og måske endda faldende. Hertil kommer, at en central polsk aktør PGNiG Upstream Norway AS er en aktiv investor i Norge, som allerede har foretaget opkøb af en række licenser og har erklæret målsætning om yderligere vækst på dette marked for at opnå egne gasmængder på ca. 2,5 mia. m³ årligt.

³ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20GAS.pdf

2.4 Europæiske interesser

Baltic Pipe er et projekt af fælles europæisk interesse (PCI)⁴ og vurderes dermed at være et af en række nøgleprojekter, der binder Europas energisystemer tættere sammen og bidrager til opfyldelse af EU's klima- og energipolitiske mål.

Samlet set forventes gasforsyningerne fra Rusland til Europa at stige i de kommende år, og dette sker til trods for, at EU har en målsætning om at reducere sin afhængighed af gas fra Rusland, der er EU's største gasleverandør.⁵ Baltic Pipe-projektet vurderes at kunne spille en væsentlig rolle i denne sammenhæng, idet der sammen med andre planlagte projekter med etablering af nye transmissionsforbindelser til Slovakiet, Litauen og Tjekkiet kan opnås en diversificering af gasforsyningerne til Polen, Baltikum og Central- og Østeuropa.

Regionalt er infrastrukturprojektet endvidere med til at knytte det regionale Østersømarked sammen, og markedsføremæssigt vil Baltic Pipe-projektet sammen med et nyt gasrør til Litauen og etablering af gasrør mellem Estland og Finland betyde, at de tre baltiske lande og Finland ikke længere vil have behov for undtagelse for regler om tredjepartsadgang i Gasdirektivet (2009/73/EC). Således er Baltic Pipe-projektet vigtigt i forhold til gennemførelsen af det indre europæiske gasmarked.

3. Baggrund og sammenhænge

3.1 Feasibility Study

Energinet og polske GAZ-SYSTEM gennemførte i 2016 en forundersøgelse, "Feasibility Study regarding the PCI Poland – Denmark interconnection 'Baltic Pipe'", der blev støttet af EU via Connecting Europe Facility (CEF). Forundersøgelsen vurderede forskellige muligheder for etablering af en ny transportrute med en kapacitet på mellem 3 og 10 mia. m³ gas årligt fra Norge til Polen via Danmark og op til 3 mia. m³ pr. år fra Polen til Danmark. Som en del af forundersøgelsen blev der gennemført en markedsundersøgelse, som viste en samlet (ikke bindende) efterspørgsel på kapacitet på mere end 10 mia. m³ gas årligt fra Norge til Polen via Danmark. På baggrund af forundersøgelsen besluttede Energinet og GAZ-SYSTEM sig for at modne projektet yderligere med fokus på en løsning med en kapacitet på op til 10 mia. m³ årligt fra Norge til Polen og op til 3 mia. m³ pr. år fra Polen mod Danmark.

3.2 Et dansk-polsk samarbejdsprojekt

I juni 2017 indgik Energinet og GAZ-SYSTEM en samarbejdsaftale, Framework Agreement. I Framework Agreement har Energinet og GAZ-SYSTEM individuelle ansvar for projektudførelsen for hver sine dele af projektet, og aftalestrukturen regulerer derfor overvejende grænsefladen mellem de to parter. Dermed adskiller dette projekt sig fra andre større samarbejdsprojekter i Energinet, hvor samarbejdet i højere grad indebærer fælles anskaffelser og direkte deling af risici og fordele.

Baltic Pipe-projektet har bred politisk opbakning i Polen, og blandt andet derfor underskrev den daværende polske premierminister og Danmarks statsminister d. 9. juni 2017 en hensigts-erklæring om støtte til at etablere direkte forsyninger af naturgas fra norske felter via Danmark til Polen gennem Baltic Pipe-projektet. Den daværende polske premierminister har sidenhen nedsat en særlig task force, hvis erklærede mål er at sikre rettidig implementering af Baltic Pipe-projektet.

⁴ Tie-in til den norske offshore gasinfrastruktur er opstrømsgasinfrastruktur, og denne del af projektet har derfor ikke PCI-status.

⁵ European Energy Security Strategy, COM(2014) 330.

I Danmark og Polen arbejdes der endvidere for udarbejdelse af en mellemstatslig aftale om etablering af Baltic Pipe-projektet. En mellemstatslig aftale udgør for Polen et nødvendigt grundlag for, at den polske regulator kan godkende, at de driftsomkostninger (OPEX) til kompressorstationen i Danmark, som GAZ-SYSTEM jf. Framework Agreement har forpligtet sig til at betale, kan dækkes via opkrævning af transmissionstariffer i Polen. Fra dansk side ser man på mulighederne for en aftale med Polen

[REDACTED] for at skabe størst mulig risikoafdækning. Energi-, forsynings- og klimaministeriet er i dialog med repræsentanter for den polske regering herom.

3.3 Norske samarbejdsflader

Foruden det tætte samarbejde med GAZ-SYSTEM i Polen forudsætter Baltic Pipe-projektet også tæt samarbejde med den statsejede norske operatør Gassco. Gassco har udført forundersøgelser af forskellige muligheder for tie-in til den norske opstrømsgasinfrastruktur for Energinet og GAZ-SYSTEM. På baggrund af forundersøgelserne har Gassco i 2017 på vegne af Energinet gennemført et konceptstudie for tie-in til Europipe II og etablering af en ny offshore rørledning i Nordsøen.

Energinet og Gassco planlægger at fortsætte samarbejdet om etablering af tie-in til det norske gasrør Europipe II, som vist på Figur 1, idet den nye rørledning til det danske transmissionsnet vil være en integreret del af det norske gassystem. Den norske gasopstrømsinfrastruktur inklusive Europipe II ejes af Gassled.⁶ Tie-in til den norske gasopstrømsinfrastruktur skal godkendes af både Gassco og Gassled. Godkendelsen sker gennem flere trin, og allerede i februar 2018 forventes Gassled at godkende, at projektet går videre i næste fase. I november 2018 forventes Gassled at give sin endelige godkendelse af projektet.

Også mellem Danmark og Norge er der behov for en mellemstatslig aftale i forbindelse med, at der skal etableres tie-in til den norske opstrømsgasinfrastruktur. Aftalen mellem Danmark og Norge forventes indgået efter, at Energinet og Gassco/Gassled har indgået de nødvendige aftaler om etablering og tie-in, og der er truffet endelig investeringsbeslutning.

4. Alternativer

I forundersøgelsen for Baltic Pipe blev der, som nævnt tidligere, set på forskellige muligheder for etablering af en ny transportrute for norsk gas til Polen via Danmark, herunder på forskellige kapaciteter for den nye transportrute. Formålet med dette afsnit er ikke at belyse forskellige alternativer, der kan nedbringe de ellers stigende transportomkostninger i det danske gastransmissionssystem eller at beskrive alternativer, der kan sikre diversificering af gasforsyningerne i Polen, men alene at beskrive de væsentligste alternativer for den nye transportrute.

På baggrund af Open Season-resultaterne skal der jf. EU-regler som minimum etableres en transportrute med en kapacitet på ca. 9 mia. m³ gas om året.⁷ Som udgangspunkt dimensionere-

⁶ Gassled er et joint venture bestående af statsejede norske selskaber, opstrømselskaber og udenlandske pensions- og kapitalfonde, herunder statsejede Petoro og Statoil.

⁷ Udover de 8 mia. m³ pr. år, der er reserveret i Open Season skal der reserveres 10 % af den samlede kapacitet til korte kontrakter.

res Baltic Pipe dog til at kunne transportere op til 10 mia. m³ gas om året fra Norge til Polen via Danmark og 3 mia. m³ gas om året fra Polen til Danmark.

I princippet er det muligt at reducere den tekniske kapacitet fra 10 mia. m³ til 9 mia. m³ i alt ved fx at vælge en mindre dimension for nogle af rørledningerne, eller reducere den samlede kapacitet for kompressorstationen, men det forudsætter, at der kan opnås aftale herom med GAZ-SYSTEM. Det vurderes imidlertid at være vanskeligt, idet der i Polen er en klar politisk forventning om en transportrute med en samlet kapacitet på 10 mia. m³. Hertil kommer, at der, pga. stordriftsfordele i forbindelse med anlægsinvesteringen, er relativt små besparelser at hente (ca. 5 %) ved at dimensionere til de 9 mia. m³. Endelig er der grund til at forvente endnu større transportmængder, end det er forudsat i basisscenariet (ca. 7,5 mia. m³ pr. år), idet prognoser fra fx ENTSOG forudsiger stigende gasforbrug i Polen. Optimeringsmulighederne skal undersøges nærmere i projektets næste fase, og foruden de ovennævnte forhold skal det systemets fleksibilitet, jf. afsnit 5.6, tages med i betragtning. Alt i alt er forventningen dog på nuværende tidspunkt, at den nuværende tekniske kapacitet på 10 mia. m³ må fastholdes.

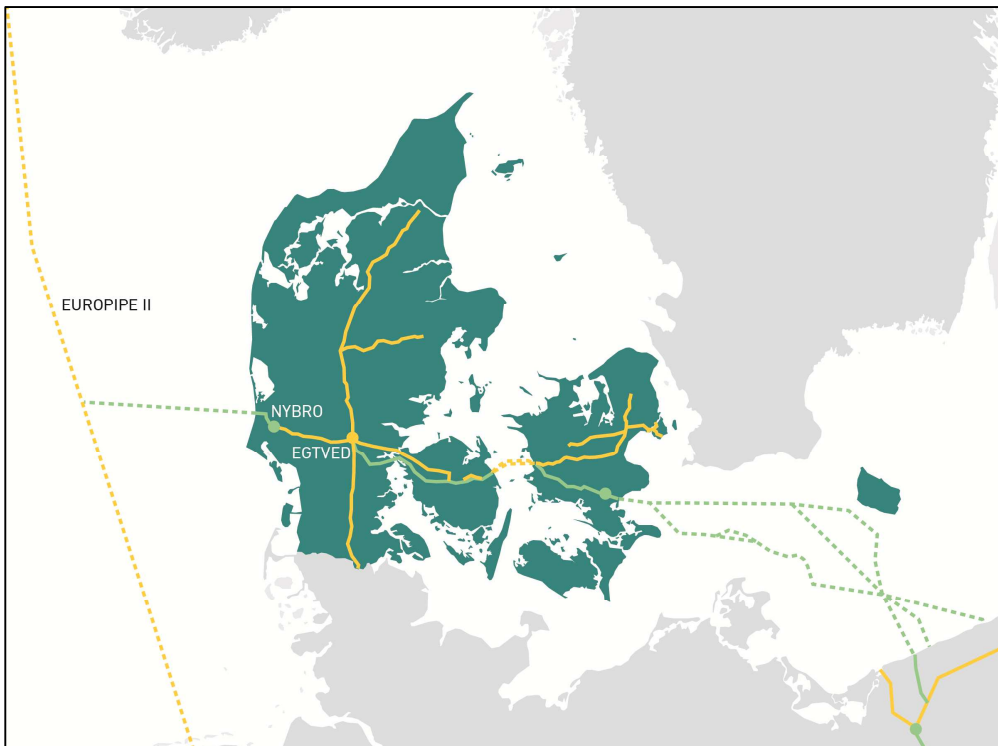
I de følgende afsnit beskrives dels den udvalgte løsning for etablering af Baltic Pipe-transportruten og dels de fravalgte alternative ruter med videre.

4.1 Udvalgt løsning

Energinet er ansvarlig for planlægning, etablering og drift af alle anlæg fra tilslutningen til Europipe II i Nordsøen til kystlinjen i Sydøstdanmark, hvor der sker tilslutning til ledningen i Østersøen mellem Danmark og Polen. Kompressorstationen medfinansieres af GAZ-SYSTEM.

GAZ-SYSTEM har ansvaret for planlægning, konstruktion og drift af en offshore-ledning gennem Østersøen og udbygning af det polske gastransmissionsnet. Disse elementer er ikke direkte en del af denne business case og indstilling, men beskrives for fuldstændighedens skyld.

Baltic Pipe-projektets plangrundlag over land forventes gennemført ved landsplandirektiv. Et landsplandirektiv udstedes af erhvervsministeren, der herigennem fastsætter bindende regler for indholdet af planlægningen. Landsplandirektivet kan erstatte kommune- og lokalplanlægningen samt eventuelle landzonetilladelser. Det er ikke endeligt fastlagt, i hvilket omfang dette vil ske. Det afgøres i dialog mellem Erhvervsstyrelsen og kommunerne.

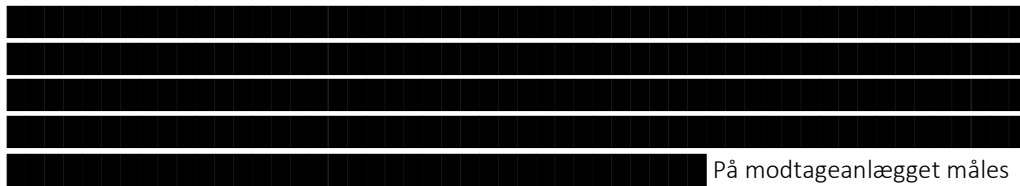


Figur 4 Baltic Pipe-ruten fra Nordsøen via Danmark og til Polen (lysegrøn).

4.1.1 Offshore gasledning i Nordsøen og modtagetterminal

I Nordsøen foretages en tilslutning til den eksisterende gasledning Europipe II, der løber fra Norge til Tyskland. Europipe II blev idriftsat i 1999 og ved sin anlæggelse forberedt for en sådan tilslutning ved etablering af en afgrening (T-stykke) i den danske sektor. I tilslutningspunktet skal der bygges et ventilarrangement, hvor gasmængderne kan reguleres, og hvorfra ledningerne kan inspiceres. Der anlægges et nyt ca. 105 km langt gasrør i den danske del af Nordsøen, som føres i land ved Blåbjerg lidt syd for denne ledning.

Fra ilandføringspunktet anlægges en ny ledning til Nybro. Som led i Baltic Pipe-projektet skal der bygges nye modtagefaciliteter for den norske gas.



På modtageanlægget måles gasmængden og gaskvaliteten som grundlag for afregning af den modtagne norske gas.

4.1.2 Udbygning af det danske gastransmissionsnet

Eksisterende gasledninger mellem Nybro og kompressorstationen i Egtved har tilstrækkelig kapacitet til at transportere den øgede gasmængde. Mellem Egtved kompressorstationen og Nyborg er det derimod nødvendigt at anlægge en ny ledning. Der skal således også lægges en ny ledning under Lillebælt. Den samlede længde på ledningen er ca. 120 km, heraf ca. 10 km under Lillebælt.

I det omfang det er muligt, anlægges den ny gasledning parallelt med den eksisterende gasledning, der forløber på tværs af Danmark. De gældende sikkerhedskrav herunder om overholdelse af minimumsafstand til eksisterende bebyggelse gør dog, at den nye ledning på lange stræk må føres ad en ny rute.

Der findes i dag to gasledninger under Storebælt. De to ledninger tilgodeser rigeligt det nuværende transportbehov, idet de to ledninger blev anlagt ud fra en risikobetragtning om, at gasforsyningen til det østlige Danmark skal kunne opretholdes i et scenarie, hvor en ledning beskadiges. På baggrund af de hidtidige driftserfaringer anses en skade på en af ledningerne imidlertid for meget usandsynlig. Den reducerede forsyningssikkerhed for den samlede kapacitet i et risikoscenarie søges kompenseret ved en intensiveret overvågning af ledningerne.

Fra Kongsmark vest for Slagelse til en ny kompressorstation i Næstved skal der anlægges en ny ledning. Ledningsstrækningen fra kompressorstationen til kysten er ligeledes et nyt anlæg. På Sjælland skal der i alt anlægges ca. 70 km ledning, heraf ca. 10 km mellem kompressorstationen og kysten, hvor landleddningen forbindes med en ny offshore ledning til Polen. Der skal i alt anlægges godt 210 km nye gasledninger over land.

De nye gasledninger tilsluttes linjeventilstationer, hvor gasledningerne kan afspærres i sektioner og tømmes for gas, hvis en ledningsstrækning skal serviceres. Afstanden mellem linjeventiler varierer fra 12 til 32 km.

Gasledningerne over land anlægges overalt på baggrund af detaljerede studier af ruten med henblik på at minimere gener og risici for mennesker. Det tilstræbes samtidigt at minimere negative påvirkninger af miljøet.

4.1.3 Kompressorstation på Sjælland

I Næstved skal der anlægges en ny kompressorstation. Formålet med kompressorstationen er at hæve gastrykket, så der opnås tilstrækkeligt tryk til, at gassen kan transporteres til Polen. Kompressorerne er eldrevne, og det er derfor også nødvendigt at føre elkabler frem til kompressorstationen og anlægge en transformerstation. Elforsyning vil formentlig ske på distributionsniveau, og det endelige valg af spændingsniveau og teknisk løsning vil blive fastlagt i 2018. I forbindelse med kompressorstationen etableres endvidere en ny vedligeholdelsesbase for vedligehold af station og transmissionsnet på Sjælland.

4.1.4 Offshore gasledning i Østersøen (GAZ-SYSTEM)

I Østersøen anlægges en ny offshore ledning til Polen. Da ledningen endnu er på planlægningsstadiet, er ruten ikke endeligt fastlagt. Ruten fastlægges på baggrund af igangværende og planlagte havbundsundersøgelser og miljøundersøgelser samt eksisterende offshore-anlæg. Ledningens længde bliver mellem 260 og 310 km afhængigt af rutevalget.

4.1.5 Udbygning af det polske gastransmissionsnet (GAZ-SYSTEM)

Også i Polen er der behov for udbygning af transmissionsnettet for at modtage og fordele de store gasmængder fra den nye rute via Danmark. Som en del af projektet skal der anlægges i alt ca. 250 km nye gasledninger i Polen. I tilknytning til udbygningen af ledningsnettet skal der hertil bygges en ny kompressorstation, ligesom to eksisterende kompressorstationer bliver udvidet. Kun nogle af udbygningerne af det polske transmissionsnet er vist på kortet i Figur 4.

4.2 Fravalgte alternativer

I dette afsnit beskrives de væsentligste tekniske, økonomiske og miljømæssige fravalg, der er truffet i forbindelse med analyse og design af Baltic Pipe.

4.2.1 Fravalg vedrørende etablering af gasopstrømsforbindelse

I en separat forundersøgelse gennemført af Gassco for Energinet og GAZ-SYSTEM blev tilslutning til de norske gasressourcer og mulige forbindelser til Danmark grundigt analyseret. Fem alternative tekniske løsninger blev identificeret. Fire af de fem løsninger indebærer etablering af platforme i den danske del af Nordsøen. Disse løsninger var væsentligt dyrere såvel i anlæg som i drift end det udvalgte alternativ. Alene anlægsomkostningerne vurderedes at være op til 2,5 gange højere end den valgte løsning, hvor der anlægges en ny ledning i Nordsøen, som tilsluttes Europipe II.

Med beslutningen om en tilslutning til Europipe II og anlæg af en ny ledning i Nordsøen har linjeføringen parallelt med den eksisterende 'Syd-Arne ledning' frem til Nybro ligget fast. Anlægget frem til modtageterminalen i Nybro designes og udformes i løbende dialog med norske Gassco, der som operatør af den norske gasinfrastruktur skal godkende det tekniske design.

4.2.2 Fravalg vedrørende transmissionsnettet og kompressorstation

Alternativer til den udvalgte løsning vedrørende udbygning af transmissionsnettet og etablering af kompressorstation omfatter alene lokale tilpasninger, hvor der løbende er foretaget tilvalg og fravalg ud fra tekniske, miljømæssige og økonomiske overvejelser.

Krydsningen af Lillebælt har imidlertid været genstand for nærmere undersøgelser. Det er ikke muligt at opfylde kravene til sikkerhed for en krydsning mellem Fredericia og Middelfart parallelt med de eksisterende ledninger. Der skal derfor findes en løsning syd for den eksisterende krydsning. Store dele af Lillebælt er imidlertid udlagt til naturbeskyttelsesområde (Natura 2000), hvor planlægning og anlæg af en ny gasledning kun vanskeligt kan finde sted. Der er undersøgt to alternative ruter henholdsvis nord og syd for Natura 2000 området. Den sydlige rute er fravalgt, primært fordi den er væsentligt længere og dermed ville indebære en væsentlig fordyrelse af projektet.

For transmissionsledninger og ventilstationer i øvrigt har der ikke været egentlige alternativer, men alene optimering af ruten og tilpasning til lokale kommunale ønsker.

Placeringen af kompressorstationen har ligeledes været genstand for grundige overvejelser. Da formålet er at hæve trykket i offshore-ledningen mellem Danmark og Polen, er en kystnær placering i nærhed af ledningen nødvendig. Indledningsvis er der foretaget en rekognoscering, hvor et antal mulige lokaliteter er udpeget til nærmere analyse. De respektive kommuner har frarådet helt kystnære lokaliteter på grund af de rekreative værdier i kystzonen. Der er dernæst gennemført en landskabelig analyse til vurdering af øvrige lokaliteters mulige indpasning i landskabet. Dette er sammenholdt med øvrige hensyn som nærhed og tæthed af bebyggelse, infrastruktur med videre. På dette grundlag er en række mulige lokaliteter fravalgt, og en lokalitet i Næstved Kommune er valgt som den foretrukne.

Det er også overvejet, hvor offshore-ledningen til Polen kan føres i land. Tre lokaliteter mellem Rødvig og Strandlommen syd for Faxe Ladeplads blev udpeget som mulige ilandføringspunkter. Valget af den foretrukne lokalitet foretages ud fra tekniske og økonomiske kriterier. Med udpegningen af den foretrukne placering af kompressorstationen giver det sydligste af de udpegede ilandføringspunkter en væsentligt kortere og dermed billigere landleddning i Danmark.

For offshore-ledningen mellem Danmark og Polen undersøger GAZ-SYSTEM to hovedalternativer. Et, hvor ledningen føres gennem svensk farvand, og et andet, hvor ledningen føres i tysk farvand. De endelige valg af ilandføringspunkter sker i forbindelse med valg af den endelige

rute for offshore-ledningen i foråret 2018. Valget af det foretrukne alternativ inklusive ilandføringspunkter foretages af GAZ-SYSTEM på baggrund af de igangværende undersøgelser og konsultationer med myndighederne og efter aftale med Energinet.

5. Investeringsanalyse

Rationalet i investeringen beror på den samfundsøkonomiske nettoværdiskabelse, og det primære element i denne værdiskabelse er tariffbesparelse for de nuværende brugere af gassystemet. Investeringsanalysen fokuserer derfor på de selskabsøkonomiske effekter, som danner grundlag for tariffremskrivningen (herunder blandt andet renter og afskrivninger).

Investeringsanalysen vurderer alene den udvalgte løsning i forhold til 0-referencen, hvor projektet ikke gennemføres. Energinets Analyseforudsætninger 2017 benyttes, hvor disse forudsætninger er dækkende. Eksempelvis er dette ikke tilfældet for fremskrivning af 0-referenceomkostninger, gasforbrug efter 2040 og udfaldsrum for transportmængder og kapacitetssalg i fremtiden for det danske system. Den samfundsøkonomiske analyse følger Finansministeriets vejledning⁸.

Projektet evalueres over en 35-årig investeringshorisont frem til 1. oktober 2052, hvor perioden frem til 1. oktober 2022 udgør konstruktionsfasen⁹. Investeringshorisonten beror på, at aktiverne i 0-referencen er fuldt afskrevet i 2053, hvis den aktuelle afskrivningsprofil bibeholdes. Endvidere estimeres en restværdi af Baltic Pipe-projektet ved udgangen af investeringshorisonten, 1. oktober 2052, som beskrives nærmere i afsnit 5.2.

De 15-årige Open Season-kapacitetskontrakter på i alt ca. 8 mia. m³ pr. år gør, at den overvejende del af omkostningerne¹⁰ i den danske del af Baltic Pipe-projektet vil blive dækket af kapacitetsindtægter de første 15 år efter idriftsættelse. Dermed har Energinet via Open Season 2017 allerede opnået et væsentligt indtægtsgrundlag og har derfor sikret mod en stor del af den risikoeksponering, som et stort anlægsprojekt medfører.

De viste beløb i investeringsanalysen er behæftet med usikkerhed på grund af den lange investeringshorisont. I afsnit 5.2.3 er der foretaget en risikoanalyse ved hjælp af Monte Carlo-simuleringer for at vise effekten af usikkerhederne i beslutningsgrundlaget for projektet.

Antagelser vedrørende transportmængder og kapacitetssalg er centrale forudsætninger for investeringsanalysen og er nærmere beskrevet i afsnit 5.1. Øvrige væsentlige forudsætninger for investeringsanalysen, herunder antagelser vedrørende volumen- og kapacitetstariffer, Open Season-kapacitetskontrakter, fremtidig økonomisk regulering for Energinet samt finansiering af eventuelt tab er nærmere beskrevet i Bilag A.

I Tabel 1 gives et overblik over centrale oplysninger fra investeringsanalysen. Analysen for den udvalgte løsning præsenteres i form af følgende to opgørelser:

- **Basisscenarie:** Et enkelt scenarie for hele investeringens forløb frem til 1. oktober 2052, der har karakter af at være det hyppigst forekommende udfald i Monte Carlo-simuleringerne. Scenariet er baseret på idriftsættelse 1. oktober 2022, omkostninger på P50-niveau, renteudvikling jf. Konvergensprogram 2017, 0-reference-transportmængder

⁸ Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger, Finansministeriet august 2017.

⁹ Givet, at der ikke opstår forsinkelser.

¹⁰ Nutidsværdien af kapacitetsbetalingerne fra transportkunderne udgør 75 % af nutidsværdien af alle omkostninger i Baltic Pipe-projektet i perioden 1. oktober 2022 til 30. september 2037 i basisscenariet (inklusive opsparing til reetablering).

jf. Energinets Analyseforudsætninger 2017¹¹ samt transportmængder og kapacitetssalg med udgangspunkt i solgt kapacitet i Open Season 2017¹².

- **Risikojusteret værdi:** Middelværdien af alle udfald fra Monte Carlo-simuleringerne, der blandt andet inkluderer risiko for forsinkelser og bortfald af efterspørgsel på brugen af transportruten. Den risikojusterede beregning tager udgangspunkt i basisbudgettet og ikke P50 med de deri inkluderede forventningstillæg og risikoomkostninger, da der i risikosimuleringerne eksplicit tages højde for ændrede anlægsomkostninger, øgede omkostninger som følge af forsinkelse og ændrede byggerenter som følge af renteudsving.

¹¹ Energinets analyseforudsætninger går frem til 2040, hvorfor fremskrivningen i denne business case er videreført frem til 1. oktober 2052.

¹² Se nærmere beskrivelse i afsnit 6.1.

Centrale parametre for investeringen			0-referencen	Udvalgt alternativ	
Investering med markeds­mæssig på­virkning				Basisscenario	Risikojusteret værdi
Dansk samfundsøkonomi	Nutidsværdi af danske brugeres tariffbesparelse	Mio. DKK	-133 ¹³	2.334 ¹⁴	1.549 ¹⁵
	Nutidsværdi af restværdi for danske brugere	Mio. DKK	-	571	376
	Finansieringseffekt ¹⁶	Mio. DKK	-	-2.041	-1.557
	Nettonutidsværdi	Mio. DKK	-133	864	368
	Intern rente (real)	Pct.	-	4,77	4,32 ¹⁷
	Tilbagebetalingstid ¹⁸	År	-	15,91	14,97 ¹⁹
	Sandsynlighed for positiv nutidsværdi	Pct.	-	-	67,8
Regionale gevinster	Sverige	Mio. DKK	-	587	523
	Tyskland	Mio. DKK	-	182	112
	Polen ²⁰	Mio. DKK	-	5.073	5.073
Konkurrencesituation	Forbedret konkurrencesituation	Ja/nej	-	Ja	Ja
Forsynings­­sikkerhed	Ændring i forventet, ikke-leveret energi	MWh	-	Ikke belyst	
Klimaeffekt	Mulig reduktion af CO ₂ -udledning	Tekst	-	Ja	
Projects of Common Interest	Projektet har PCI-status	Ja/nej	-	Ja	
Planer	Navne på planer, som investeringen indgår i	Tekst	-	Systemplan	

Tabel 1 Overblikstabel, som sammenfatter centrale resultater af investeringsanalysen.

5.1 Antagelser for transportmængder og kapacitetssalg

5.1.1 Open Season-perioden 1. oktober 2022 til 30. september 2037

I den første 15-årige periode med Open Season-kontrakter (Open Season-perioden) forventes en høj udnyttelse af de solgte kapacitetskontrakter, og det antages, at transportmængderne i relation til kapacitetskontrakterne enten er høje (belastningsfaktor 0,9 for købt kapacitet) eller alternativt ikke eksisterende. Sandsynligheden for det sidstnævnte vurderes at være meget lille, idet årsager til ingen transportmængder anses som begrænset til hændelser som ny tek-

¹³ Det negative beløb indeholder prognosticerede, afholdte projektkomkostninger 31. januar 2018 fra Energinets økonomistyringssystem BPC. Disse omkostninger er inkluderet i både 0-referencen og i basisscenariet. Dertil er der lagt forventet kompensation til GAZ-SYSTEM ved terminering 31. januar 2018.

¹⁴ Ved en opdeling af værdien over tid vil -23 mio. DKK kunne henføres til konstruktionsperioden, hvor OPEX i forbindelse med opstart før drift påvirker tariffen. 1.122 mio. DKK kan henføres til Open Season-perioden, og 1.235 mio. DKK kan henføres til perioden fra 1. oktober 2037 til 1. oktober 2052.

¹⁵ Ved en opdeling af værdien over tid vil -22 mio. DKK kunne henføres til konstruktionsfasen, hvor OPEX i forbindelse med opstart før drift påvirker tariffen. 917 mio. DKK kan henføres til Open Season-perioden, 801 mio. DKK kan henføres til perioden efter Open Season-perioden og frem til 1. oktober 2052 (variabel længde pga. fast Open Season-periode, men mulighed for forsinkelse af idriftsættelse), og -147 mio. DKK udgør et forventet tab som følge af nedskrivninger eller godtgørelse til GAZ-SYSTEM.

¹⁶ Effekten udtrykker forskellen på renter til Nationalbanken og det reale afkastkrav fra Finansministeriet (4 % de første 35 år).

¹⁷ Scenarier, hvor projektet aldrig når idriftsættelse, er sorteret fra, da den interne rente ikke kan opgøres i disse scenarier. Den interne rente er opgjort inklusive restværdi.

¹⁸ Tilbagebetalingstiden angiver antal år fra driftsstart, før tariffbesparelser for de danske brugere realt set opvejer anlægsinvesteringen. Omkostning til reetablering er ikke inkluderet i tilbagebetalingstiden. Derudover gøres der opmærksom på, at ultimo 2037, hvor kontrakterne fra Open Season 2017 er udløbet (1. oktober 2037 i basisscenariet med idriftsættelse 1. oktober 2022), er nutidsværdien af restgælden i basisscenariet 1.144 mio. DKK.

¹⁹ Scenarier, hvor der aldrig sker en tilbagebetaling, er frasortet, da tilbagebetalingstid ikke kan opgøres i disse scenarier.

²⁰ Jf. Cost Benefit Analysis for the Baltic Pipe Project, EY, oktober 2017, der blev udarbejdet som en del af den fælles investeringsanmodning og Cross Border Cost Allocation (CBCA) for Energinet og GAZ-SYSTEM.

nologi, der erstatter gas, bortfald af polsk gasforbrug eller ny polsk-russisk gasaftale, der fjerner efterspørgsel på gas gennem Baltic Pipe-ruten. Det sidstnævnte tilfælde,

[REDACTED]
[REDACTED] anses som meget usandsynligt²¹ blandt andet på grund af de store investeringer i Open Season-kontrakterne.

Baltic Pipe-rutens konkurrencedygtighed for transportomkostninger i forhold til alternative ruter antages ikke at spille ind i denne periode grundet følgende [REDACTED]:

1. Investeringen i Open Season-kapacitetskontrakterne er sunk cost for transportkunderne.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Basisscenariet antager, at der under Open Season-perioden vil være transportmængder på transitruten svarende til en benyttelse af solgt kapacitet på 90 % for hele perioden. Udover transportmængder vedrørende kapacitetssalg fra Open Season antages det i basisscenariet, at der fire måneder årligt sælges en mindre andel korte produkter i rutens ledige kapacitet. Givet, at transportkunderne i et givent år viser efterspørgsel, er der i risikoanalysen antaget 50 % sandsynlighed for, at al ledig kapacitet bliver solgt, og 50 % sandsynlighed for, at kapacitetssalget vil være på niveau med basisscenariet. I afsnit 5.1.2 forklares det, hvorfor fuld udnyttelse af kapaciteten formentlig er meget sandsynlig.

5.1.2 Perioden fra 1. oktober 2037 til 30. september 2052

Basisscenariet antager, at der efter Open Season-perioden vil være samme kapacitetssalg og transportmængder som i perioden under Open Season.

I perioden efter Open Season-kontrakternes udløb antages det, at kapacitet købes på korte, et-årige kontrakter, og at kapacitet og transportmængder følges ad. Det vil sige, at hvis der købes kapacitet, vil der også være transportmængder i det pågældende år. Denne antagelse bygger på en forventning om, at når der købes kapacitet med en kort tidshorizont, 1 år mod 15 år under Open Season-perioden, så vil kapaciteten også blive benyttet. Dette betyder samtidig, at hvis transportmængderne falder bort efter Open Season-perioden, så falder kapacitetsreservationerne også bort.

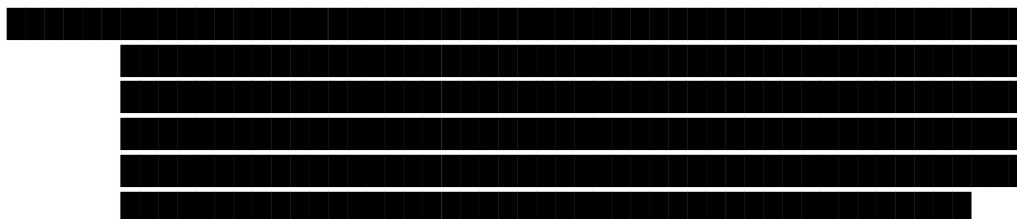
Til forskel fra i Open Season-perioden antages Baltic Pipe-ruten at være i konkurrence med transportruten for gas via Tyskland til Polen [REDACTED] og LNG. Sammen med Baltic Pipe-ruten forventes disse at udgøre Polens primære forsyningsportefølje.

21

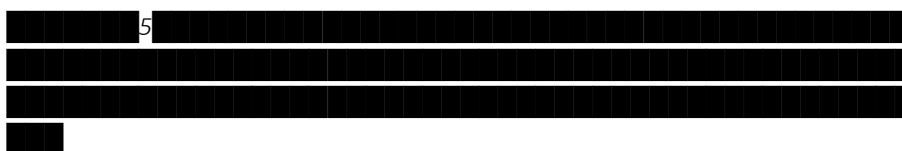
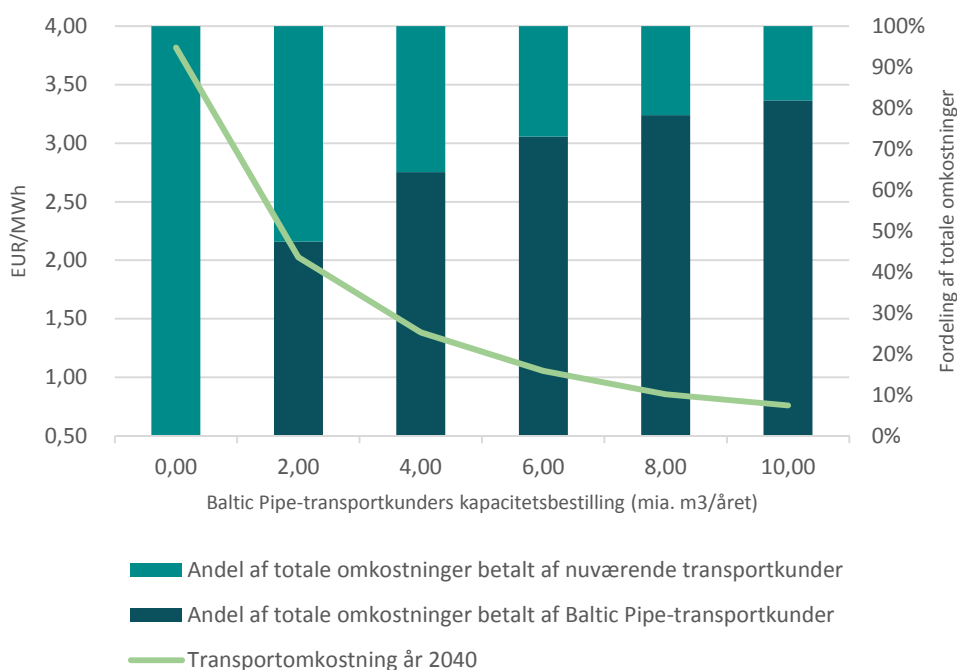
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] Der er dog en årlig sandsynlighed på 1 % pr. år for, at transportmængderne falder bort og aldrig kommer igen.

Det forventes, at Baltic Pipe-ruten fortsat som udgangspunkt kan være grundlastforsyning til det polske marked. Dette skyldes særligt, at Energinet kan tilbyde en lav og faldende transportomkostning trods det forventede faldende danske og svenske forbrug,

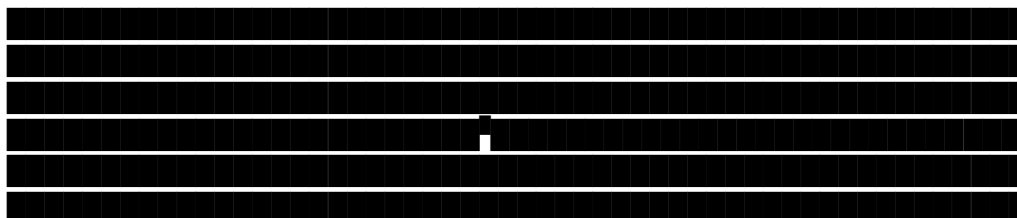
[REDACTED]. Efter Open Season-perioden vil transportkunderne dække størstedelen af omkostningerne i det danske transmissionssystem, uanset om transportkunderne vælger relativt små transportmængder eller meget store transportmængder. Dette forhold giver transportkunderne incitament til enten at vælge store transportmængder og benytte Baltic Pipe-ruten som grundlast, eller alternativt helt at undlade at benytte Baltic Pipe-ruten.



Transportomkostning og totale omkostninger i år 2040 (2018 priser)



Den økonomiske risikomodel for Baltic Pipe-projektet tager højde for konkurrencedygtighed. Bortfalder kapacitet og transportmængder i et år, vurderes det, om bortfaldet skyldes manglende konkurrencedygtighed på Baltic Pipe-ruten.



[REDACTED]

Konkurrencedygtigheden vurderes ud fra en sammenligning af den modellerede transmissions-tarif gennem Baltic Pipe-ruten og en forventet transmissionstarif gennem Mallnow-ruten, se afsnit 8.1.4. Det skal bemærkes, at Baltic Pipe-ruten generelt forventes at være billig efter Open Season-perioden, og selv i risikoscenarier med højere tarif vil Baltic Pipe-ruten stadig være konkurrencedygtig i forhold til Mallnow-ruten. Konkurrencedygtigheden er målt i forhold til forskellige fremskrivninger af Mallnow-rutens tarif, hvoraf den ene er estimeret af tyske gasmarkedseksperter, se afsnit 8.1.4.

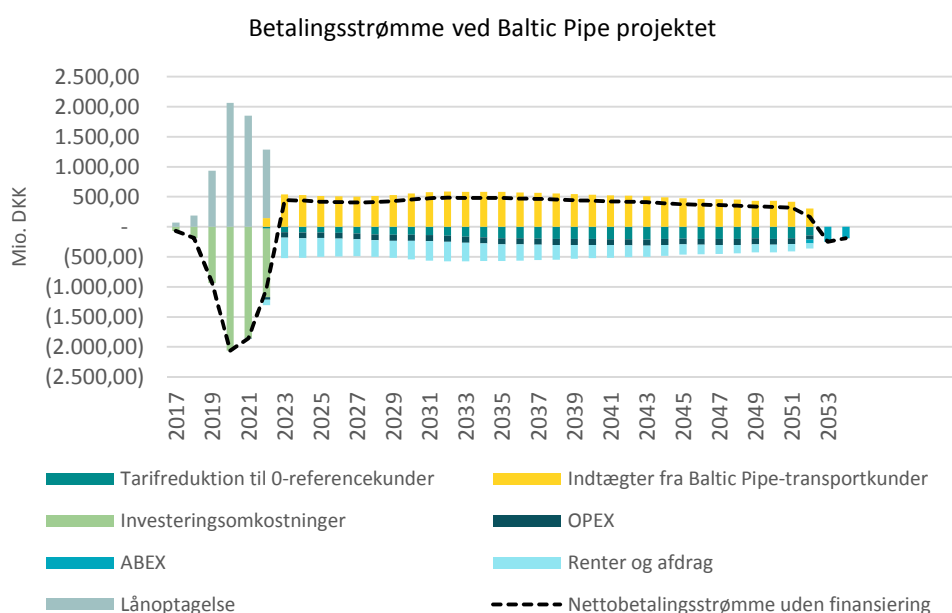
[REDACTED]

5.2 Samfundsøkonomisk analyse

Baltic Pipe-projektet forventes at give en samfundsøkonomisk nettoværdiskabelse for Danmark, Polen og Sverige, men andre lande kan også tænkes at have samfundsøkonomisk gavn af projektet. Polens samfundsøkonomiske gevinst relaterer sig til adgang til billigere gas og øget forsyningssikkerhed, mens der samtidig er et mindre samfundsøkonomisk tab i form af højere transmissionstariffer²². I Danmark og Sverige er de samfundsøkonomiske gevinster primært relateret til lavere transmissionstariffer.

Den samfundsøkonomiske gevinst i form af tarifbesparelse er beregnet på baggrund af de samlede tarifindtægter fra Baltic Pipe-transportkunderne, der kommer fra henholdsvis kapacitets- og volumentarifbetalinger. Gevinsten opstår, da Baltic Pipe-transportkunderne både betaler en andel af omkostningerne til det nuværende danske transmissionssystem og en andel af omkostningerne til Baltic Pipe-aktiverne, der samlet set modsvarer deres andel af henholdsvis kapacitet og transportmængder i systemet. I 2040 udgør Baltic Pipe-transportkundernes andel af både kapacitet og transportmængder som eksempel 79 %. Der henvises til afsnit 8.1.2 for en beskrivelse af det tarifprincip, der ligger til grund for denne analyse.

²² Jf. Cost Benefit Analysis for the Baltic Pipe Project, EY, oktober 2017, der blev udarbejdet som en del af den fælles investeringsanmodning og CBCA for Energinet og GAZ-SYSTEM.



Figur 6 Illustration af betalingsstrømme ved Baltic Pipe-projektet i 2018-priser i basisscenariet.

I tillæg til tarifbesparelse i perioden fra 4. kvartal 2022 til og med 3. kvartal 2052 er der beregnet en restværdi pr. 1. oktober 2052, der er opgjort som den forventede værdi af aktiviteterne på Baltic Pipe-ruten i perioden 1. oktober 2052 til 1. oktober 2062. Baggrunden herfor er dels, at den tekniske levetid for rørledningerne er langt over 30 år, og dels at der også i andre af Energinets gasprojekter er regnet med en økonomisk levetid på 40 år i alt. Restværdien er et forsøg på at udtrykke Baltic Pipe-projektets yderligere værdiskabelse i scenarier, hvor transitruten stadig anvendes efter 1. oktober 2052, hvilket er tilfældet i basisscenariet, men ikke i alle scenarier i risikosimuleringen. I scenarier i risikosimuleringen, hvor der ikke er aktivitet på transitruten 1. oktober 2052, sættes restværdien til nul.

Ved opgørelse af restværdien antages, at den årlige omkostning til opstrøms- og transmissionssystemet er konstant lig med omkostningen i 2052 opgjort i reale priser i såvel 0-referencen som i basisscenariet. Forbruget i 0-referencen forventes for denne periode at bestå af VEGasser, og omfanget af forbruget holdes også konstant lig med forbruget i 2052, ligesom transportmængder og kapacitetssalg på transitruten tilsvarende antages at være på samme niveau som i 2052. Denne tilgang til opgørelsen af restværdien er anvendt for at begrænse antagelser for denne fjerntliggende periode.

Gevinster i den samfundsøkonomiske analyse er udtrykt i forbrugerpriser ved indregning af nettoafgiftsfaktoren for energiområdet, som i Danmark på nuværende tidspunkt er fastsat til 1,325²³.

Der benyttes 4 % for de første 35 år og 3 % for den resterende periode som real diskonteringsfaktor for den samfundsøkonomiske analyse jf. Finansministeriets vejledning²⁴.

5.2.1 Dansk samfundsøkonomi

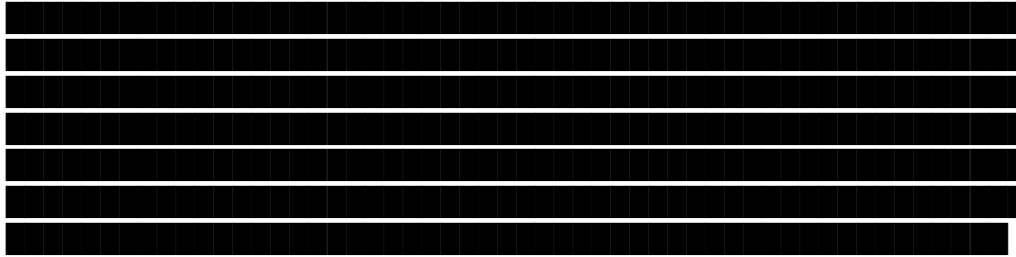
Den samfundsøkonomiske gevinst for Danmark præsenteres både i basisscenariet og som en risikojusteret værdi. I basisscenariet skaber Baltic Pipe-projektet en samfundsøkonomisk ge-

²³ Tillægsblad: "Finansministeriets nye vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger", Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet, 6. oktober 2017.

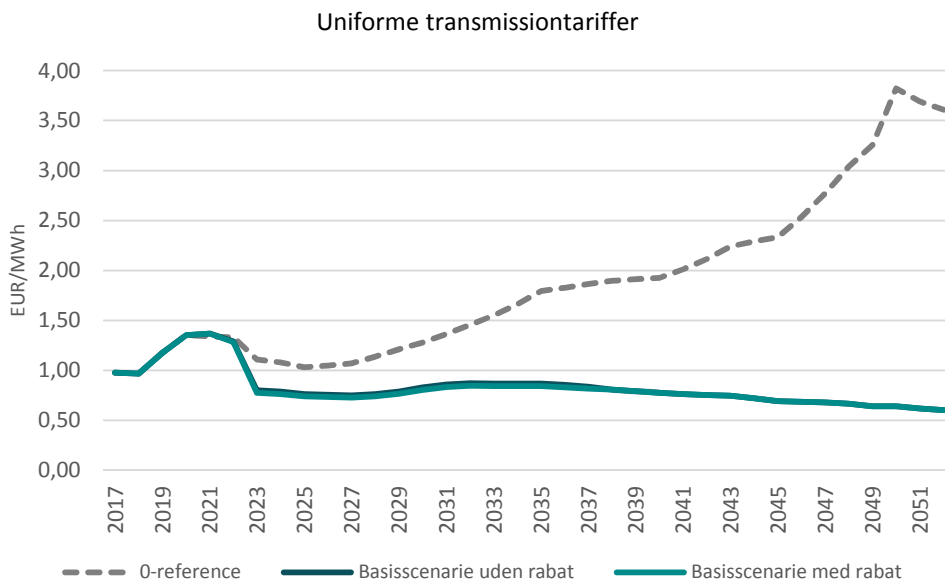
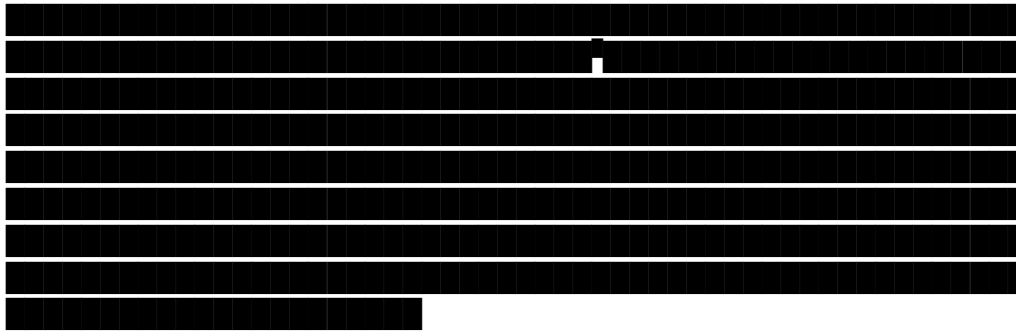
²⁴ Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger, Finansministeriet august 2017.

vinst for de danske brugere på 2.334 mio. DKK, og hertil kommer restværdien, som udgør 571 mio. DKK. I det risikjusterede scenarie skaber projektet en samfundsøkonomisk gevinst for de danske brugere på 1.549 mio. DKK, og hertil kommer restværdien, der udgør 376 mio. DKK.

Der er i dansk samfundsøkonomi også et finansieringstab, som udtrykker forskellen på renter til Nationalbanken og det reale afkastkrav fra Finansministeriet (4 % de første 35 år). Nettonutidsværdi er 864 mio. DKK i basisscenariet og 368 mio. DKK i det risikjusterede scenarie.



I Figur 7 vises udviklingen i de uniforme transmissionstariffer i referencescenariet og i basisscenariet²⁵.



Figur 7 Udviklingen i transmissionstariffer. "Basisscenarie med rabat" viser Baltic Pipe-transportkundernes tarif ved [redacted] rabat, mens "Basisscenarie uden rabat" viser øvrige brugeres tarif.

²⁵ Den viste transmissionstarif har til formål at udtrykke tarifniveau uafhængig af antagelse om belastningsfaktor. Transmissionstariffen er konstrueret som en sum af entry- og exit-kapacitetstariffer samt volumentarif. For at opnå en samlet tarifbetaling svarende til dette niveau kræves fuld benyttelse af købt kapacitet.

5.2.2 Svensk samfundsøkonomi

Da Sverige får en del af deres gas leveret gennem Danmark, vil Sverige også opnå en samfundsøkonomisk værdiskabelse af investeringen i Baltic Pipe-projektet. Sveriges samfundsøkonomiske værdiskabelse er beregnet på baggrund af de mængder, der transporteres til Sverige fra Danmark samt tarifbesparelsen, der skabes af Baltic Pipe-projektet. Værdiskabelsen udtrykkes i forbrugerpriser ved at bruge samme nettoafgiftsfaktor som for den danske opgørelse. Det samfundsøkonomiske resultat for Sverige præsenteres ligeledes i form af to tal – et tal for basissceneriet og et for det risikojusterede scenarie som i den danske samfundsøkonomi. Sveriges samfundsøkonomiske gevinst er 587 mio. DKK i basissceneriet og 523 mio. DKK i det risikojusterede scenarie²⁶. Da der ikke forventes at blive leveret gas til Sverige efter 2050, er der ikke medregnet nogen restværdi i den svenske samfundsøkonomi.

5.2.3 Økonomisk risikosimulering

For at belyse udfaldsrummet for den samfundsøkonomiske gevinst ved tarifbesparelser under hensyntagen til diverse risikoelementer er der foretaget en risikosimulering. Risikosimuleringen er baseret på en Monte Carlo-tilgang med dels en fuld simulering af alle risikoparametre²⁷, dels en partiel risikoanalyse, der illustrerer tarifgevinstens udfaldsrum for hver enkelt risikoområde for sig, hvor øvrige risikoområder holdes konstant lig med basissceneriet.

Der er taget højde for følgende områder i risikosimuleringen:

- Transportmængder og kapacitetssalg i 0-referencen
- Renteudvikling
- Forsinkelse og terminering
- Transportmængder og kapacitetssalg som følge af Baltic Pipe-projektet
- Omkostningsestimater (OPEX, CAPEX og ABEX).

Den forventede samfundsøkonomiske tarifbesparelse for de danske brugere i hver af de partielle risikoanalyser samt den fulde risikosimulering præsenteres i Tabel 2.

Risikoområde	Enhed	Risikojusteret tarifbesparelse inklusiv restværdi	Min. (5%)	Maks. (5%)	Risikojusteret tarifbesparelse uden restværdi
Transportmængder og kapacitetssalg i 0-referencen	Mio. DKK	2.932	2.601	3.191	2.360
Renteudvikling	Mio. DKK	2.848	2.618	3.048	2.277
Forsinkelse og terminering	Mio. DKK	2.479	-940	2.883	1.952
Transportmængder og kapacitetssalg som følge af Baltic Pipe-projektet	Mio. DKK	2.301	-375	3.164	1.892
Omkostningsestimater	Mio. DKK	2.918	2.809	3.022	2.346
Fuld risikosimulering DK	Mio. DKK	1.925	-935	3.132	1.549
Fuld risikosimulering SE	Mio. DKK	523	-62	1.220	523 ²⁸

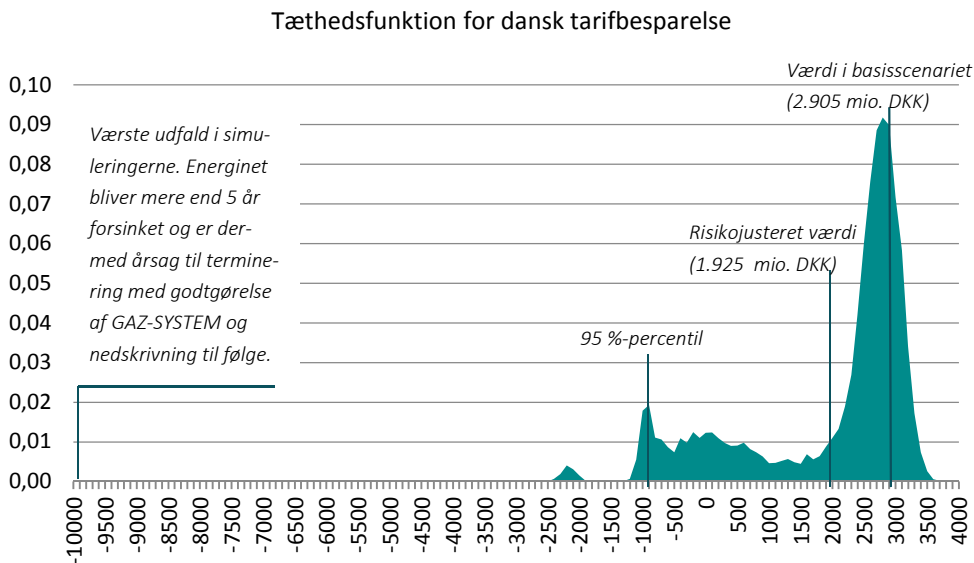
Tabel 2 Forventet samfundsøkonomisk tarifbesparelse for risikoområder inklusive og eksklusive restværdi. Spændet mellem "Min. 5 %" og "Maks. 5 %" udtrykker et 90 % konfidensinterval og er inklusive restværdi.

²⁶ I den fælles investeringsanmodning og CBCA blev svensk samfundsøkonomi også opgjort. Da denne udgjorde mindre end 10 % af den samlede nettoværdiskabelse, er der jf. ACER Recommendation no 5/20152 ikke anledning til at inkludere Sverige i opgørelsen af CBCA.

²⁷ Den fulde risikosimulering opfanger effekten af alle kombinationer af modellerede inputparametre, der indgår i de belyste risikoområder.

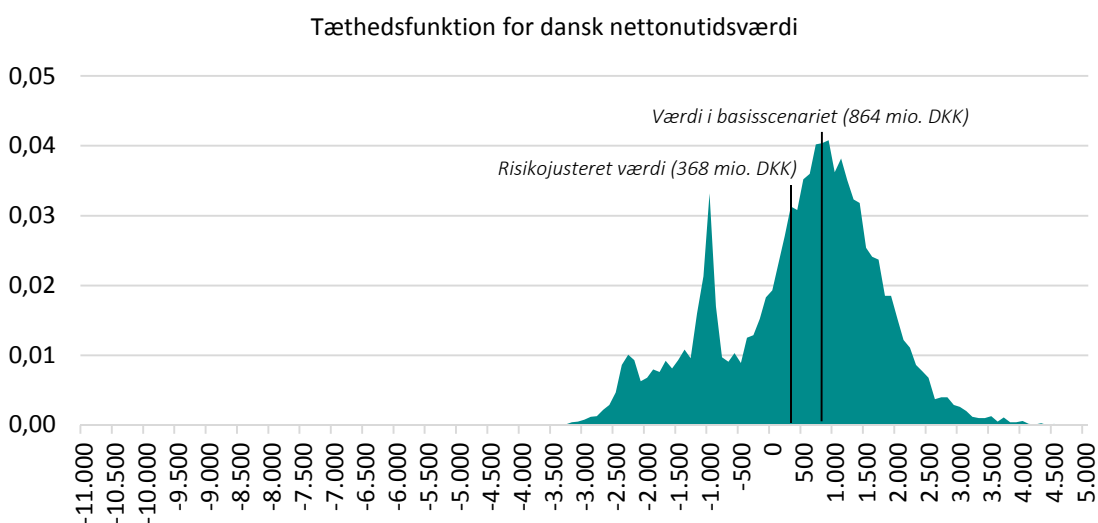
²⁸ Opgørelsen er den samme for Sverige, da der ikke er nogen restværdi for Sverige.

Den samlede risikosimulering giver jf. Tabel 2 en forventet dansk samfundsøkonomisk tariffbesparelse for de nuværende brugere på 1.925 mio. DKK inklusive restværdi på 376 mio. DKK. Udfaldsrummet i den samlede risikosimulering er illustreret i en tæthedsfunktion i Figur 8.



Figur 8 Tæthedsfunktion for udfaldsrum for dansk, samfundsøkonomisk tariffbesparelse for de nuværende brugere inklusive restværdi.

Sandsynlighedsparametrene i Monte Carlo-simuleringerne er fastsat efter afholdelse af interne risiko-workshops med Energinets eksperter inden for hvert risikoområde samt ved konsultation af eksterne gasmarkedseksperter. Nedenfor gennemgås de partielle risikosimuleringer for hvert af de ovennævnte risikoområder, og der gives nogle centrale oplysninger, som er udledt af og tæt knyttede til ekspertgruppernes sandsynlighedsestimater for en række forskellige hændelser.



Figur 9 Tæthedsfunktion for dansk, samfundsøkonomisk nettonutidsværdi inklusive restværdi.

5.2.3.1 Transportmængder og kapacitetssalg i 0-referencen

Som udfaldsrum for volumen og kapacitet er der opstillet tre scenarier. Basisscenariet tager udgangspunkt i Energinets analyseforudsætninger fra juli 2017, og ud fra det er der udarbejdet et højt og et lavt scenarie. Sandsynlighederne for de tre udfald er fastsat af Energinets gasmarkedsekspert til 25 %, 60 % og 15 % for henholdsvis lavt scenarie, basisscenariet og højt scenarie. Jf. Tabel 2 er den forventede danske, samfundsøkonomiske tarifbesparelse for de nuværende brugere efter estimering af dette risikoområde 2.932 mio. DKK inklusive restværdi.

Centrale oplysninger:

- Gennemsnitlige transportmængder for perioden 2022-2052:
 - Lavt scenarie: 1,0 mia. m³ pr. år (25 % sandsynlighed)
 - Basisscenarie: 1,6 mia. m³ pr. år (60 % sandsynlighed)
 - Højt scenarie: 2,2 mia. m³ pr. år (15 % sandsynlighed).

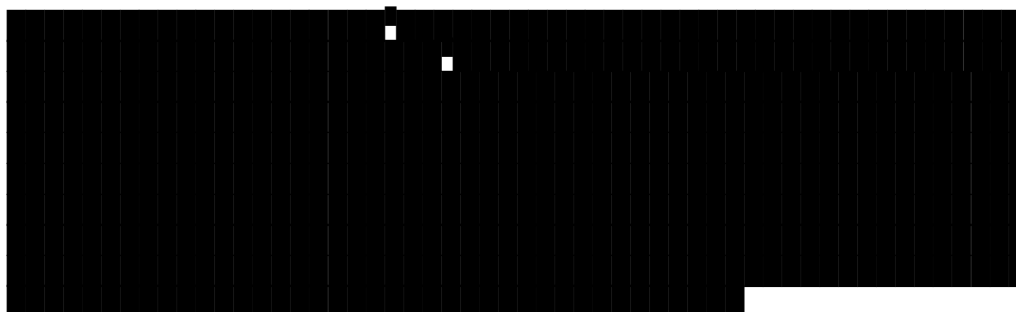
5.2.3.2 Renteudvikling

Da det forventes, at Baltic Pipe-projektet finansieres ved optagelse af lån i Nationalbanken, antages renteudviklingen at følge Finansministeriets prognose for den 10-årige statsobligation²⁹. For at simulere det mulige udfaldsrum for renten simuleres renten som en stokastisk proces, hvor volatiliteten er kalibreret til den historiske volatilitet på en 10-årig dansk statsobligation i perioden 1987 til 2016³⁰. Jf. Tabel 2 er den forventede danske, samfundsøkonomiske tarifbesparelse for de nuværende brugere efter estimering af dette risikoområde 2.848 mio. DKK inklusive restværdi.

5.2.3.3 Forsinkelse og terminering

Forsinkelse og terminering er simuleret i henhold til den samarbejdsaftale, der er indgået mellem Energinet og GAZ-SYSTEM. Tidsplanen for Baltic Pipe-projektet er meget stram, og myndighedsprocesserne for miljøkonsekvensvurdering i både Danmark, Polen, Sverige og Tyskland skal gennemføres på relativt kort tid for at sikre idriftsættelse inden 1. oktober 2022. Det betyder, at risikoen for forsinkelser er betydelig ikke mindst for den polske del af projektet, som blandt andet omfatter etablering af en ny rørledning i Østersøen.

Foruden forsinkelser, der kan komme i ethvert anlægsprojekt, indeholder risikosimuleringen en række ekstreme hændelser som fx, at den ene part ved forsinkelse terminerer projektet, inden det er færdigbygget, og derfor skal godtgøre den anden part for en del af denne parts afholdte investeringsomkostninger. Jf. Tabel 2 er den forventede danske, samfundsøkonomiske tarifbesparelse for de nuværende brugere efter estimering af dette risikoområde 2.479 mio. DKK inklusive restværdi.



²⁹ "Danmarks Konvergensprogram 2017", Økonomi- og Indenrigsministeriet, april 2017.

³⁰ Her anvendes en Cox-Ingersoll-Ross-proces, hvor renten konvergerer mod Finansministeriets langsigtede prognose.

5.2.3.4 Transportmængder og kapacitetssalg som følge af Baltic Pipe-projektet

De forventede transportmængder og kapacitetssalg som følge af Baltic Pipe-projektet er i Open Season-perioden simuleret ud fra de faktiske kapacitetsbestillinger fra Open Season 2017 svarende til ca. 8,0 mia. m³ årligt i 15 år, mens der er antaget en sandsynlighed for, at transportmængderne falder bort under Open Season-perioden. Bortfalder transportmængderne i denne periode, vil Baltic Pipe-aktiverne

[REDACTED]

Efter Open Season-perioden købes kapacitet på årlig basis, mens transportmængderne antages at følge kapacitetskøb, og der modelleres en årlig sandsynlighed for, at transportmængder og kapacitet falder bort som følge af manglende konkurrencedygtighed, samt en årlig sandsynlighed for, at transportmængder og kapacitetssalg falder bort på grund af overordnede risikofaktorer som fx større reduktion i polsk efterspørgsel eller ny aftale om russisk forsyning. Hvis transportmængder og kapacitetssalg falder bort som følge af manglende konkurrencedygtighed,

[REDACTED]. Jf.

Tabel 2 er den forventede danske, samfundsøkonomiske tarifbesparelse for de nuværende brugere efter estimering af dette risikoområde 2.301 mio. DKK inklusive restværdi.

Centrale oplysninger³¹:

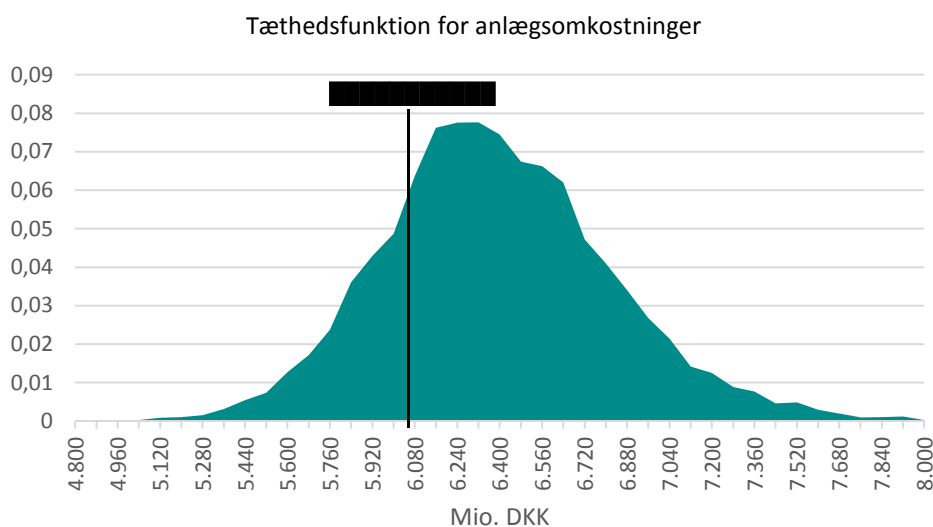
- I 80 % af simuleringerne er der flow på transitruten ved udgangen af Open Season-perioden.
- I 70 % af simuleringerne er der flow på transitruten 1. oktober 2052.

5.2.3.5 Omkostningsestimater

Omkostningsestimaterne for henholdsvis anlægsinvestering, reetablering og drift og vedligehold er vurderet ud fra et P50-niveau³², som er et bud på det gennemsnitlige estimat. For at simulere denne risikoparameter er det antaget, at de enkelte estimater kan vise sig at blive realiseret med op til 40 % afvigelse. Det vil sige, at estimatet kan stige eller falde med op til 40 % i forhold til P50-niveauet. Sandsynlighederne for, at de forskellige realiseringer forekommer, er fastsat af Energinets eksperter. Jf. Tabel 2 er den forventede danske, samfundsøkonomiske tarifbesparelse for de nuværende brugere efter estimering af dette risikoområde 2.918 mio. DKK inklusive restværdi.

³¹ Oplysningerne er baseret på modellens simuleringer og er drevet af en række sandsynligheder, der er estimeret af ekspertgrupperne. Der er enkelte sjældne simuleringer, hvor projektet genoptages efter længere forsinkelse med terminering til følge, færdigbygges og giver anledning til flow 1. oktober 2032 – disse scenarier er ikke inkluderet i de viste procenter, men forekommer i 1,2 % af simuleringerne.

³² Sandsynlighed for at omkostningerne er under dette niveau er 50 %.



Figur 10 Fordeling for anlægsomkostninger inklusive byggerenter i 2018-priser. Fordelingen indregner også afledt effekt af forsinkelse. Termineringsscenarioer indgår ikke i opgørelsen.

5.3 Konkurrencesituation

Såfremt Baltic Pipe-projektet bliver realiseret, vil Danmark i tillæg til import af naturgas fra den danske del af Nordsøen, import af naturgas fra Tyskland og de stigende mængder af VE-gasser også kunne importere gas fra den norske sokkel samt gas fra Polen. Der vil stadig være kapacitet i det dansk-svenske marked, og det vil alt andet lige betyde et nedadgående pres på den danske børspreis.

Med Baltic Pipe-projektet vil det danske gasmarked i højere grad blive en del af et internationalt gasmarked, og de danske gasproducenter vil i stigende omfang være pristagere, hvor priserne sættes på børserne. Det medfører, at prisdannelsen flyttes fra offshore og grænsepunkter over til transparente, udbuds- og efterspørgselsdrevne børser, som på regional basis er nært korrelerede. Baltic Pipe-projektet kan forstærke den udvikling ved at styrke priskoblingen både til det tyske marked gennem det norske offshore systems direkte tilslutning til det tyske og øvrige nordvesteuropæiske engrosmarked. Derfor forventes danske gaspriser også med Baltic Pipe-projektet at være defineret af markedsværdien i Europa og i mindre grad af, om den lokale gasproduktion overstiger den lokale efterspørgsel.

Desuden er en øget mængde gas gennem det danske marked gavnlig for det dansk-svenske marked, idet der kommer en ekstra forsyningsrute for gas og forventeligt nye transportkunder. Det forventes at give mere aktivitet i markedet og kan øge likviditeten og dermed forbedre konkurrencesituationen til gavn for forbrugerne.

5.4 Forsyningsikkerhed

Baltic Pipe-projektet vil give nye forsyningsruter til det danske gasmarked i tillæg til de eksisterende forsyningsruter fra den danske del af Nordsøen og Tyskland. Dette vil, isoleret set, give en mere robust forsyningsikkerhed i Danmark. N-1 sikkerheden (udfald af den største forsyningskilde) bliver alt andet lige forbedret, idet der forudsættes mulighed for import fra Polen. N-1 kriteriet er imidlertid et forenklet udtryk for forsyningsikkerheden og kun en indikation af forsyningsikkerheden. I realiteten vil forsyningsikkerheden ligeledes afhænge af de dynamiske (hydrauliske) hændelser, det vil sige pludselige udfald af større forsyningskilder.

Foruden en ny forsyningsrute fra Europipe II vil projektet også medføre en ny stor afsætningskanal til Polen, og på grund af de dynamiske forhold betyder det, at forsyningsikkerheden samtidig vil være mere sårbar over for udfald af den nye forsyningskilde.

Umiddelbart forventes Baltic Pipe-projektet ikke at ændre nødforsyningsomkostningerne.

I dag er der mere fleksibilitet i systemet, end der i realiteten er brug for. Overskudskapaciteten, og dermed fleksibiliteten, er vokset gennem de sidste 10 år som følge af lavere aftag og udbygning af importmulighed fra Ellund. I Baltic Pipe-projektet sikres den nye kapacitet til transit ved:

- Udnyttelse af eksisterende overskudskapacitet
- Forudsætning om udnyttelse af begge ledninger over Storebælt og Nybro-Egtved
- Udbygning med ny infrastruktur.

Der bliver derfor mere pres på det danske transmissionsnet, idet udnyttelsen med de nye Baltic Pipe-transportmængder vil være væsentlig højere end i dag. Det kan i visse driftssituationer betyde, at systemet vil være mindre robust.

Baltic Pipe har således en negativ konsekvens ved en hændelse, hvor den ene Storebæltsledning bliver udsat for brud. Sandsynligheden for dette er meget lille, og her kan Energinet erklære "reduceret kapacitet". Dette vurderes at være i overensstemmelse med EU's forsyningsikkerhedsforordning, fordi der er tale om en teknisk hændelse. Dette kan afhjælpes gennem fornyet beredskabsplan og indkøb af ekstra reservedele, så man hurtigt kan genetablere en brudt forbindelse.

5.5 Mulig klimaeffekt

Baltic Pipe-projektet muliggør transport af relativt store mængder gas fra den norske del af Nordsøen til Polen. Afhængigt af, hvordan denne gas bliver brugt i modtageenden, kan klimaeffekten være ganske stor. Bruges gas fra Baltic Pipe-ruten til at lukke kulkraftværker, er der en meget stor reduktion i CO₂-udledningen. Erstatte den norske gas blot gas fra andre områder er effekten begrænset. For at få et kvalitativt bud på effekterne har Energinet foretaget en række interviews med udvalgte eksterne og interne eksperter på området. I udvælgelsen af deltagere blev der lagt vægt på at forsøge at finde både potentielle kritikere og støttemænd i forhold Baltic Pipe-projektet og brug af gas generelt³³.

Set i det regionale perspektiv kan der være en betydelig positiv effekt for den grønne omstilling. Gennemføres Baltic Pipe-projektet kan det være medvirkende til en øget brug af gas i Østeuropa og tilsvarende mindre brug af kul og olie, der typisk udleder mere CO₂ pr. energien-

³³ Energistyrelsen, Concito (en grøn tænketank), Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (interesseorganisation for gas), Agora Energiwende (tænketank der arbejder for den grønne omstilling), Rambøll Olie og gas, Energinet gaslager, Energinet medarbejdere samt Hans Duus, som er selvstændig konsulent med mange års erfaringer fra gasssektoren.

hed samt har en betydelig udledning af partikler. Overslagsmæssigt³⁴ vil konvertering fra kul og olie til naturgas kunne lede til mellem 1,1 og 2,2 mio. ton mindre CO₂ om året primært i Polen, som ved anvendelse af CO₂-kvotepris fra Energinets Analyseforudsætninger 2017 vil give en nutidsværdi på mellem 4,0 og 8,0 mia. DKK for perioden frem til 1. oktober 2052. Det svarer til, at enten 5 % af Polens forbrug af kul uden for elsektoren eller 13 % af olieforbruget erstattes med norsk naturgas. Klimaeffekten kan dermed være betydelig også på den korte bane, hvor man kan få en effekt, der minder om udviklingen i USA, hvor øget gasforbrug har ført til betydelige CO₂-reduktioner.

5.6 Systemdrift

Med Baltic Pipe-projektet vil gasmængderne i det danske gassystem blive væsentligt forøget fra ca. 4-5 mia. m³ årligt de seneste år til mere end 12-13 mia. m³ årligt efter 2022, og projektet kan dermed påvirke mulighederne for at modtage og levere gas i det danske gassystem. Dette kan få betydning de tilstødende systemer i både Tyskland, Sverige, Nordsøen og Energinets gaslagre,

og dermed kan driftsomkostninger hos nabooperatører påvirkes. Dette skal imidlertid ses i lyset af, at der samtidig forventes at komme flere kommercielle aktører på det danske gasmarked, hvilket kan øge indtjeningsgrundlaget for nabooperatører. De danske gaslagre vil potentielt få større systemdriftsmæssig betydning i forhold til at understøtte det østdanske og svenske gassystem.

Med koblingen af gassystemet til Gasscos offshore system, der forbinder Norge, Holland, Tyskland, Belgien, Frankrig og England, åbnes adgangen til andre muligheder for systemdriftsamarbejde, som den dansk/svenske del kan drage fordel af i form af forsyningssikkerhed, kapacitet og driftsomkostninger.

Energinet har påbegyndt analyser og udredningsarbejdet for at få belyst de systemdriftsmæssige forhold ved Baltic Pipe-projektet i forskellige driftssituationer. Projektet har været præsenteret regelmæssigt på åbne møder for gassektorens interessenter i løbet af de seneste 12-18 måneder, og i den næste fase i projektet forventer Energinet at indlede en mere detaljeret dialog med nabosystemansvarlige om de systemdriftsmæssige forhold.

5.7 Projects of Common Interest

Baltic Pipe-projektet (eksklusive den norske forbindelse) er optaget på EU's tredje PCI-liste, som blev offentliggjort 24. november 2017.

5.8 Planer

Baltic Pipe-projektet er omtalt i Energinets Systemplan 2017.

6. Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger

6.1 Anlægsbudget

Tabel 3 herunder viser det udspecificerede anlægsbudget for den udvalgte løsning for Baltic Pipe-projektet. Budgettet er periodiseret med forudsætning om, at projektet gennemføres i perioden 2018-2023. Byggerenten og inflationen er fastlagt ud fra konvergensprogram 2017 (Energinets analyseforudsætninger).

Budgettet er opgjort i faste 2018-priser og indeholder alle forventede eksterne og interne omkostninger, der medgår til etablering af Baltic Pipe-projektet.

³⁴ Det antages her, at 1 mia. m³ gas pr. år anvendes til substitution af kul og/eller olie.

Anlægsbudget	
DKK mio. (2018-priser)	Total
Kompressorstation	██████████
- GAZ-SYSTEM	██████████
Landleddning	██████████
Norsk Tie-In	
- Tie-in til EPII og søledning	██████████
- EPII Terminal	██████████
Geoscience	██████████
Plan & miljø	██████████
Hovedprojektledelse	██████████
Basisbudget (eksklusive byggerenter)	██████████
Byggerenter	██████████
Basisbudget	██████████
Risikoomkostninger	██████████
Forventningstillæg (projektlederreserve)	██████████
Styringsmål (P50)	██████████
Budgetusikkerhed (styregruppereserve)	██████████
Anlægsbudget (P85)	6.279

Tabel 3 Anlægsbudget for Baltic Pipe-projektet

De samlede anlægsomkostninger på 6.279 mio. DKK i faste 2018-priser er eksklusive de ca. 114 mio. DKK, der er budgetteret med til modningsprojektet frem til marts 2018.

Styringsmålet for Baltic Pipe-projektet på ██████████ mio. DKK angiver Energinets mest sandsynlige omkostning til etablering, og er det budget, som stilles til rådighed for den kommende projektleder. Styringsmålet inkluderer et forventningstillæg til projektlederen, som dækker de budgetmæssige usikkerheder, mens styregruppereserven disponeres af projektets styregruppe. De samlede reserver (risikoomkostning, projektlederreserve og styregruppereserve) udgør 7 % af basisbudgettet.

Anlægsbudgettet for kompressorstationen er estimeret på baggrund af erfaringspriser i samarbejde med rådgiveren³⁵ til i alt ca. ██████████ mio. DKK i faste 2018-priser. Anlægsbudgettet fra konceptstudiet er højere, end det var i forundersøgelsen, hvor Energinets eget estimat, baseret på erfaringer fra Egtved kompressoren, lød på ██████████ mio. DKK. GAZ-SYSTEM vil ifølge Framework Agreement dække 64 % af anlægsomkostningerne op til ca. 1.043 mio. DKK (140 mio. EUR)³⁶, hvilket svarer til ██████████ mio. DKK.

Risikoomkostningerne i anlægsbudgettet er beregnet som 2 % af basisbudgettet jf. notat om genberegning af reserven³⁷. Budgettet til risikoomkostningerne kan anvendes til omkostninger i forbindelse med mitigeringsiltag samt til merudgifter til indtrufne risici. Det skal bemærkes, at anlægsbudgettet er baseret på omkostningsestimater fra konceptstudier. Dette er søgt afspejlet i budgetusikkerhederne for de enkelte budgetposter. De største nominelle budgetusikkerheder i projektet knytter sig til anlægsarbejderne.

For kompressorstationen tilskrives de største budgetusikkerheder det endelige valg af kompressorløsning, da dette påvirker de to store omkostninger, henholdsvis størrelse på bygningen

³⁵ Uniper Technologies GmbH.

³⁶ Fordelingen af omkostningerne og cap'en på 140 mio. EUR er resultat af en forhandling mellem GAZ-SYSTEM og Energinet.

³⁷ For detaljer vedrørende "Genberegning af reserven" se dok. 16/16598-1.

og mængden af nødvendige materialer. Derudover er der stor usikkerhed på omkostningerne til byggemodning af området og valg af løsning for elforsyning til kompressorstationen.

Etablering af modtageterminalen er primært kompliceret af, at anlægsaktiviteterne med stor sandsynlighed skal gennemføres samtidig med andre anlægsaktiviteter på Nybro gasbehandlingsanlæg. Disse mulige ændringer på anlægget, der knytter sig til de store ombygninger på Tyra-feltet, kan medføre fordyrende begrænsninger.

Budgettet for offshore-rørledningen i Nordsøen vil være særdeles sensitiv for vejrlig, dagsraterne på skibe og på stålprisen. Der er meget stor prisforskel på dagsraterne på skibe alt afhængig af, hvor mange aktiviteter der er i den aktuelle periode. Det er usikkert, hvor ophedet markedet er i 2021, hvor både offshore-rørledningen i Nordsøen og rørledningen i Østersøen skal anlægges. Det skønnes dog, at én og samme entreprenør vil kunne nå begge rørledninger på en sæson. Den største budgetusikkerhed for offshore rørledningen knytter sig til dagsraterne på installationsskibene.

Budgettet for landledningsprojektet er baseret på erfaringspriser fra Ellund-Egtved-projektet tilpasset til de aktuelle dimensioner og anlægsforhold for Baltic Pipe-projektet og justeret for blandt andet prisudvikling. Ved at tage udgangspunkt i et sammenligneligt projekt vurderes uforudsete og dermed fordyrende forhold, eksempelvis blød jordbund, sten og grundvandsproblemer allerede indarbejdet i de benyttede enhedspriser. Prisen på stål udviser hyppige og store udsving, hvilket er afspejlet i budgetusikkerhederne. Det forudses desuden, at andre store anlægsopgaver for gasledninger på land eksempelvis i Tyskland vil blive udbudt samtidig med Baltic Pipe-projektet, hvilket også er afspejlet i budgetusikkerhederne.

Krydsningen af Lillebælt er ikke umiddelbart sammenlignelig med aktiviteter gennemført på Ellund-Egtved projektet. Lillebæltskrydsningen udgør en mindre del af det samlede projekt, men den relative usikkerhed på denne sektion anses for større end for det øvrige ledningsprojekt. Tilsvarende anses prissætningen af anlægsarbejdet for gasledningen gennem klitområdet på Vestkysten ved Blåbjerg plantage for mere usikker end for projektet i øvrigt.

For detaljeret budget henvises til dok. 17/01007-3.

6.2 Afledte driftsomkostninger

Driftsomkostninger udgøres af faste omkostninger (fx elektricitet til bygninger, driftspersonale, forsikring og andre driftsomkostninger) samt variable omkostninger (fx elforbrug til procesudstyr på terminalen og kompressorstationen). De variable omkostninger afhænger af de gas-mængder, der transporteres via Baltic Pipe-ruten, og opgøres separat.

Vedligeholdelsesomkostninger er faste omkostninger og dækker fx personale, inspektioner, lageromkostninger, løbende dokumentation, vedligeholdelse af SAP, reservedele med videre.

Tabel 4 angiver de årlige faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for Baltic Pipe-projektet fra 2023, som er det første fulde driftsår. Allerede fra 2021 vil der være opstartsomkostninger til uddannelse med videre, og fra oktober 2022 vil der være drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

DKK Mio. (2018-priser)	Total
Driftsomkostninger årligt	63,1
Vedligeholdelsesomkostninger årligt	43,5
- GAZ-SYSTEM	-22,6
Drift- og vedligeholdelsesomkostninger årligt i alt	84,0

Tabel 4 Årlige faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (fra 2023).

De faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for kompressorstationen udgør 45,2 mio. DKK pr. år fra 2023, hvoraf GAZ-SYSTEM dækker 50 %.

Det detaljerede budget for de faste driftsomkostninger findes i dok. 17/11514-1.

Foruden de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er der variable driftsomkostninger til elforbrug for modtageterminalen og for kompressorstationen. For kompressorstationen vil GAZ-SYSTEM ifølge Framework Agreement dække de variable driftsomkostninger svarende til et årligt flow på 7,5 mia. m³, dog maksimalt 89,4 mio. DKK (12 mio. EUR³⁸) pr. år inklusive 50 % af de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

Nutidsværdien af de totale variable OPEX er i basisscenariet 1.444 mio. DKK for perioden 1. oktober 2022 til 30. september 2052 ved 4 % real diskontering. Af disse dækker GAZ-SYSTEM i basisscenariet i alt 998 mio. DKK, hvor det antages, at der i perioden efter Open Season indgås en tilsvarende aftale om fordeling af omkostninger som i Framework Agreement for Open Season-perioden.

7. Gennemførelse og tidsplan

7.1 Projektgennemførelse

Energinets del af Baltic Pipe gennemføres i overensstemmelse med Energinets projektmodel. Desuden skal Gasscos krav følges for tie-in og for offshore rørledningen i Nordsøen. Gassco forventes at stå for design, fabrikation og installation af det ventilarrangement, der skal etableres ved tie-in til Europipe II, på vegne af Energinet. Fælles koordinering med GAZ-SYSTEM sker efter retningslinjerne, der er beskrevet i Framework Agreement.

7.2 Organisation

I Energinet etableres en projektorganisation med tre tekniske delprojekter for:

- Tie-in, søledning i Nordsøen og modtageterminal i Nybro
- Landedning på tværs af Danmark
- Kompressorstation Sjælland.

Der vil ud over den interne projektorganisering i Energinet være en fælles styregruppe med to deltagere fra henholdsvis Energinet og GAZ-SYSTEM, ligesom der vil være et tæt samarbejde mellem de to TSO'ers projektorganisationer om fx miljøkonsekvensvurdering af projektet i Danmark, tekniske grænseflader, tidsplanplanlægning med videre. Rammerne for den fælles styregruppe og projektsamarbejdet mellem Energinet og GAZ-SYSTEM er fastlagt i Framework Agreement.

³⁸ 30 % af denne cap reguleres årligt med ændringen i elprisen i DK2, mens de resterende 70 % inflationsreguleres.

7.3 Tidsplan

Baltic Pipe-projektet har nedenstående hovedmilepæle, som dog kan blive opdateret. Koordination med GAZ-SYSTEM foregår ved hjælp af en fælles bindende tidsplan, hvori endelig investeringsbeslutning (Investment Decision), konstruktionstilladelser (Construction Confirmation) og idriftsættelse (Operational Date) udgør de vigtigste milepæle.

Aktivitet	Start	Slut
Projektoverdragelse fra modning til etablering	Marts 2018	
§ 4-godkendelse modtaget fra EFK-ministeriet	September 2018	
Endelig investeringsbeslutning (FID)	01-12-2018	
VVM 2. offentlighedsfase	03-12-2018	01-02-2019
VVM tilladelse opnået	01-07-2019	
Første ekspropriationsfase afsluttet	10-03-2020	
Konstruktionsbekræftelse (Søledning Nordsøen, Landledding DK, Kompressorstation, Landledding PL)	30-11-2019	
Konstruktionsbekræftelse (Søledning Østersøen)	01-06-2020	
Tie-in i Nordsøen	01-05-2018	14-09-2021
Projektering	01-05-2018	31-01-2020
Fabrikation	30-07-2019	27-05-2021
Konstruktion	16-04-2021	14-09-2021
Klar til første gas	14-09-2021	
Søledning i Nordsøen	02-04-2018	14-09-2021
Projektering	02-04-2018	15-03-2019
Fabrikation	18-03-2019	23-07-2021
Konstruktion	01-02-2021	14-09-2021
Klar til første gas	14-09-2021	
Modtageterminal i Nybro	02-04-2018	21-12-2021
Projektering	02-04-2018	21-12-2018
Fabrikation	01-01-2019	11-12-2020
Konstruktion	13-01-2020	21-12-2021
Klar til første gas	21-12-2021	
Landledding på tværs af Danmark	02-04-2018	22-04-2022
Projektering	02-04-2018	14-09-2020
Fabrikation	18-03-2019	26-03-2021
Konstruktion	11-03-2020	22-04-2022
Klar til første gas	22-04-2022	
Kompressorstation Sjælland	01-05-2018	01-09-2022
Projektering	01-05-2018	01-03-2019
Fabrikation	04-03-2019	30-07-2021
Konstruktion	10-03-2020	01-09-2022
Klar til første gas	01-09-2022	
Idriftsættelse	01-10-2022	
Projektafslutning	Marts 2023	

Kompressorstationen er generelt på den kritiske vej grundet leveringstiden af kompressor-enhederne samt anlægsarbejdet for hele procesanlægget. Gennemførelsen af Baltic Pipe-projektet er dog afhængigt af, at VVM-tilladelsen opnås medio 2019, således at ekspropriati-

onsarbejde efterfølgende kan gennemføres, og konstruktionsarbejdet for især landleddningen og kompressorstationen kan påbegyndes i marts 2020. For at konstruktionsarbejdet kan påbegyndes i marts 2020, er det derfor væsentligt, at projektering for hvert delprojekt påbegyndes i 2. kvartal af 2018.

7.4 Centrale interessenter

Energinet planlægger regelmæssige møder med norske interessenter, Europa-kommissionen og andre centrale interessenter for projektet med henblik på at fremme samarbejde og opbakning til projektet. Herudover vil der hvert kvartal blive afholdt projektorienteringsmøder for aktører på gasmarkedet, herunder med mulighed for bilaterale projektmøder med Open Season-transportkunder og andre potentielle transportkunder. Interessenthåndtering er helt central for et projekt som Baltic Pipe med stort politisk fokus fra flere forskellige kanter.

7.5 Kontraktuelle forhold

Gennemførelse af Baltic Pipe-projektet forudsætter indgåelse af en række aftaler om etablering og tilslutning. Vigtigst er, at der skal indgås etablerings- og/eller tilslutningsaftaler med operatørerne for de tilstødende systemer, henholdsvis Gassco for det norske opstrømssystem og GAZ-SYSTEM for den nye offshore rørledning i Østersøen og det polske gastransmissionsnet.

Inden Energinet og GAZ-SYSTEM kan træffe endelig investeringsbeslutning i slutningen af 2018, skal der indgås en etableringsaftale (Construction Agreement), som på de væsentligste punkter erstatter Framework Agreement og dækker perioden frem til idriftsættelse. Herudover skal de væsentligste driftsforhold lægges fast i en driftsaftale (Interconnection Agreement),

[REDACTED]

For at Gassco kan gennemføre projektering (Front End Engineering and Design) for ventilarrangement og tie-in til Europipe II for Energinet, skal der indgås en studieaftale (Study Agreement). Energinet og Gassco planlægger hertil at indgå etablerings- og tilslutningsaftale (Construction and Tie-in Agreement) for tie-in til den norske gastransportinfrastruktur inden endelig investeringsbeslutning i slutningen af 2018. Driftsforhold lægges fast i en driftsaftale (Operator Interface Agreement),

[REDACTED]

Såfremt Energinet fastholder, at modtageterminalen for tie-in forbindelsen til den norske opstrømsinfrastruktur skal ligge inden for hegnet på det nuværende gasbehandlingsanlæg i Nybro, skal der indgås en række aftaler med Ørsted om etablering, tilslutning og driftsforhold inden endelig investeringsbeslutning.

Såfremt Energinet, på baggrund af de endelige analyser, får bekræftet den nuværende forventning om, at elforsyning til kompressorstationen skal etableres via 50 kV-nettet, og SEAS-

NVE dermed skal etablere elforsyningen, skal der ligeledes indgås etablerings- og tilslutningsaftale med SEAS-NVE inden endelig investeringsbeslutning. Viser det sig, at tilslutning skal ske på 132 kV-niveau, skal der indgås tilslutningsaftale med Energinet TSO-EL.

Energinet har i efteråret 2017 indledt dialog med både GAZ-SYSTEM og Gassco om udarbejdelse af de væsentligste aftaler, og forventer at dette arbejde forløber planmæssigt frem mod endelig investeringsbeslutning. Primo 2018 planlægger Energinet at indlede dialog med henholdsvis Ørsted og SEAS-NVE om udarbejdelse af de nødvendige aftaler.

8. Bilag A

8.1 Forudsætninger for investeringsanalyse

8.1.1 Volumen og kapacitetstariffer

Det danske gastransmissionsnet anvendes i dag til at transportere danske, svenske og tyske gasmængder. Disse mængder forventes at falde over tid, hvor eksportmængder til Tyskland forventes at forsvinde efter 2034³⁹, mens danske og svenske mængder løbende reduceres. Dette resulterer i, at transportmængder i det danske transmissionssystem eksempelvis forventes reduceret med ca. 42 % fra 2020 til 2040, som det fremgår af Tabel 5.

Transportmængder og kapacitetssalg i O-referencen	Enhed	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale transportmængder	mia. m ³ /år	3,21	4,00	3,27	2,19	1,87	1,27	0,67
Total entry-kapacitet	mia. m ³ /år	2,71	4,28	3,55	2,46	2,12	1,47	0,82
Total exit-kapacitet	mia. m ³ /år	3,80	4,64	3,82	2,59	2,21	1,50	0,79

Tabel 5 Udvikling i O-referencens transportmængder og kapacitetssalg.

Omkostningerne i det danske transmissionsnet består af OPEX, som relateres til drift og vedligehold, og CAPEX, som relateres til anlægsomkostninger og reetableringsomkostninger. CAPEX indgår i tarifomkostningerne gennem afskrivninger. I perioden 2020 til 2040 forventes omkostningerne i O-referencen reduceret med 12 % som vist i Tabel 6.

O-referenceomkostninger (2018 priser)	Enhed	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Årlige OPEX	mio. DKK	211	207	204	201	197	179	176
Årlige CAPEX	mio. DKK	182	183	195	177	146	102	65
Totale årlige omkostninger	mio. DKK	393	391	399	378	344	281	241

Tabel 6 Udviklingen i O-referencens totale omkostninger⁴⁰.

Transmissionstariffen i det danske transmissionssystem er opdelt i en kapacitets- og en volumentarif, hvor kapacitetstariffen er opdelt i henholdsvis en entry- og en exittarif. Da transportmængderne og kapacitetssalget i det danske system falder væsentligt mere end omkostningerne, forventes tariffen i systemet at stige markant. Antages en uniform tarif at gælde i det danske system, vil transmissionstariffen således stige ca. 99 % fra 2018 til 2040.

Såfremt der investeres i Baltic Pipe-projektet, gøres det ud fra en forventning om en stigning i transportindtægter i det danske system, der mere end modsvarer stigningen i omkostninger ved projektet. I basisscenariet forventes transportmængder i 2040 at udgøre 9,36 mia. m³ gas pr. år svarende til en stigning på 400 % i forhold til 1,87 mia. m³ gas pr. år i O-referencen i 2040, mens den samlede entry- og exitkapacitet i 2040 forventes at udgøre 21,09 mia. m³ gas pr. år svarende til en stigning på 387 % i forhold til 4,33 mia. m³ gas pr. år i O-referencen i 2040. Udviklingen i transportmængder og kapacitetssalg fremgår af Tabel 7.

³⁹ Estimatet er behæftet med betydelig stor usikkerhed.

⁴⁰ Fremskrivningen viser CAPEX og OPEX, der indregnes i tarifgrundlaget for kapacitets- og volumentarif. Omkostninger, der indregnes i nødforsyningstariffen, er ikke inkluderet.

Transportmængder og kapacitetssalg i basisscenarie	Enhed	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale transportmængder	mia. m ³ /år	3,21	11,57	10,82	9,69	9,36	8,73	8,11
Stigning i transportmængder i forhold til 0-referencen	%	0 %	189 %	230 %	342 %	400 %	588 %	1.113 %
Total entry-kapacitet	mia. m ³ /år	2,71	12,74	11,99	10,85	10,50	9,82	9,14
Total exit-kapacitet	mia. m ³ /år	3,80	13,12	12,26	10,99	10,59	9,85	9,11

Tabel 7 Forventet udvikling i transportmængder og kapacitetssalg i basisscenariet.

Investeringen i Baltic Pipe-projektet vil også medføre øgede omkostninger i det danske transmissionssystem. Med samlede investeringer for Danmark forventes CAPEX at stige med 158 %, mens OPEX forventes at stige med 51 % i 2040. Udviklingen i omkostningerne i det danske system inklusive Baltic Pipe-projektet fremgår af Tabel 8.

Totale omkostninger i basisscenariet (2018 priser)	Enhed	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Årlige OPEX	mio. DKK	211	301	305	302	298	278	274
Årlige CAPEX	mio. DKK	182	509	517	469	377	281	200
Totale årlige omkostninger	mio. DKK	393	811	823	771	675	560	474
Stigning i totale omkostninger i forhold til 0-referencen	%	0 %	108 %	106 %	104 %	96 %	99 %	97 %

Tabel 8 Totale omkostninger i basisscenariet.

Da stigningen i transportmængder og kapacitet med tilhørende indtægter er væsentlig større end stigningen i omkostninger, vil dette reducere transmissionstariffen. I 2040 forventes tariffen således at være 59 % lavere i basisscenariet sammenlignet med 0-referencen. Forskellen i tarifudviklingen kan ses i Figur 7 i afsnit 5.2.

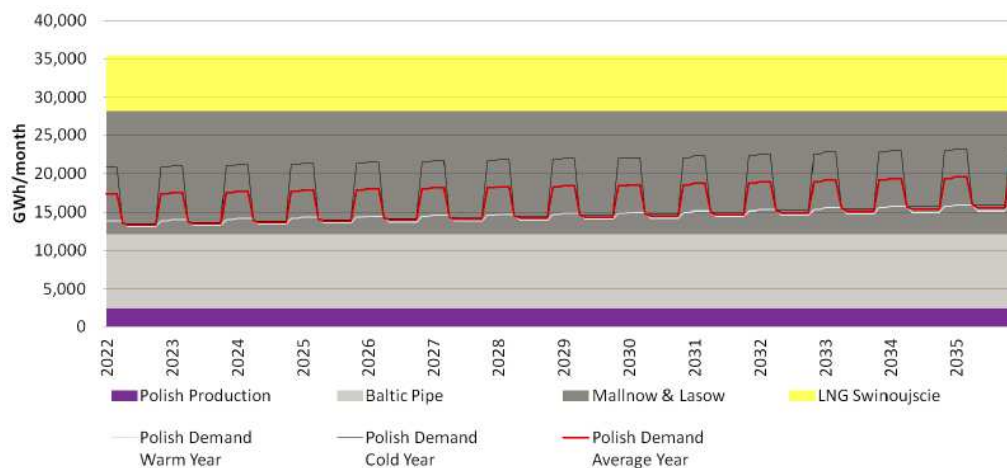
8.1.2 Uniformt tarifprincip

Investeringsanalysen bygger på en antagelse om et ændret tarifprincip, hvor Energinet overgår fra de aktuelle differentierede tariffer til et uniformt tarifprincip, hvor tariffen for entry- og exit-kapacitet er identisk i alle systemets punkter. Informationspakkerne til Open Season 2017, som transportkunderne har lagt til grund for kapacitetsløbet, er ligeledes baseret på en antagelse om et uniformt tarifprincip. Det bør dog bemærkes, at det væsentligste for business casens samfundsøkonomiske nettoværdiskabelse ikke er det uniforme tarifprincip i sig selv, men den betalingsvillighed, som [REDACTED] transportkunder har vist gennem Open Season 2017. Skulle et andet tarifprincip være gældende fra 1. oktober 2022, vil det ikke påvirke den forventede værdiskabelse, såfremt transitrutens tarif er på niveau med den tarif, der ville have været gældende under det uniforme tarifprincip.

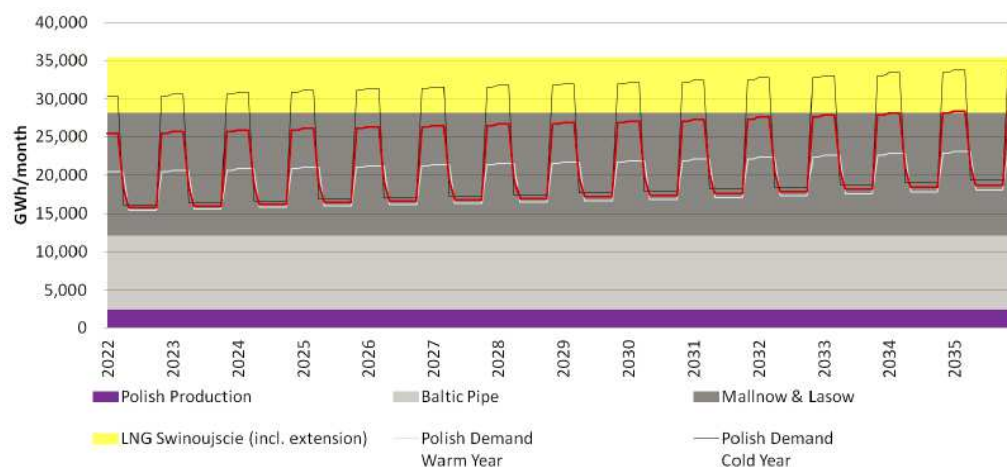
Entry-kapacitetstariffen er lig med exit-kapacitetstariffen og opgøres som CAPEX delt med totalt kapacitetssalg (entry og exit). Volumentariffen opgøres som OPEX delt med samlede transportmængder.

8.1.3 Polsk forbrug og forsyning

I de følgende to grafer vises to fremskrivninger af det polske forbrug baseret på henholdsvis TYNDP European Green Revolution (Figur 11) og TYNDP Blue Transition (Figur 12), samt en opgørelse fra Fichtner på, hvordan det polske forbrug kan dækkes af forskellige forsyningsru-ter. Graferne stammer fra en markedsanalyse, der er foretaget af Fichtner.



Figur 11 Polsk forbrug (TYNDP European Green Revolution) og forsyning fra "Market Study, Baltic Pipe", Fichtner december 2017.



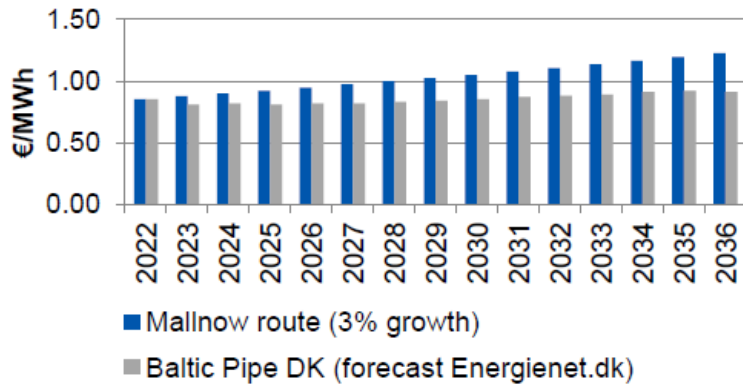
Figur 12 Polsk forbrug (TYNDP Blue Transition) og forsyning fra "Market Study, Baltic Pipe", Fichtner december 2017.

8.1.4 Transportomkostninger for Mallnow-ruten

Til opgørelse af konkurrencedygtighed for Baltic Pipe-ruten i forhold til Mallnow-ruten er den simulerede tarif for Baltic Pipe-ruten sammenholdt med to fremskrivninger for Mallnow-ruten:

- En fremskrivning fra Fichtner, der vises i Figur 13, hvor den årlige øgning er drevet af fallende mængder i det tyske system kombineret med nye investeringer.
- En flad fremskrivning af [REDACTED] prisen på Mallnow-ruten på 0,83 EUR/MWh.

[REDACTED]
 [REDACTED] Når Baltic Pipe-rutens tarif sammenlignes med denne pris, benyttes for alle år renteniveauet fra 2017 til opgørelse af tariffen for Baltic Pipe-ruten under den antagelse, at en ændring i renteniveau også ville ændre på tariffen for Mallnow-ruten.



Source: Mallnow forecast Fichtner and Baltic Pipe DK forecast Energinet.dk

Figur 13 Transportomkostning for Baltic Pipe-ruten og Mallnow-ruten.

Når Baltic Pipe-tariffen sammenholdes med de to fremskrivninger for Mallnow-ruten, antages det, at alle OPEX til kompressorstationen afholdes i den danske omkostningsbase

[REDACTED], da denne omkostning, uanset om den ligger i dansk eller polsk omkostningsbase, vil udgøre en del af omkostningen for Baltic Pipe-ruten. Hvis Baltic Pipe-ruten således kun er billigst, fordi en stor del af omkostningerne til kompressoren afholdes af GAZ-SYSTEM, så vil der fra polsk side ikke være incitament til at benytte ruten, og Baltic Pipe-ruten kan i sådanne tilfælde ikke betegnes som konkurrencedygtig,

8.1.5 Open Season og kapacitetskontrakter

Open Season-regler og vilkår har været i høring i markedet, inden de endelige regler dannede grundlag for de endelige bud. I høringsprocessen blev det gjort klart for Energinet, at mulige Open Season-transportkunder så en væsentlig risiko i relation til ændringer af forhold på det danske gasmarked, der potentielt kan medføre højere tariffer. På den baggrund er der i kapacitetskontrakterne indført et afsnit, der holder transportkunderne skadesløse af fire konkrete forhold, som Energinet har direkte eller indirekte indflydelse på, i tilfælde af ændringer af de samlede transportomkostninger i forhold til, hvad der er opgivet i informationspakke 2 i Open Season. De fire forhold er:

1. Forkortelse af den 30-årige afskrivningsperiode for investeringen, under forudsætning af at der er opnået det forventede flow i røret beskrevet i Energinets Informationspakke 2.
2. Et større fald i gasforbruget i Danmark end prognosticeret i Energinets analyseforudsætninger 2017.
3. Ændringer i de faste OPEX opgivet i Informationspakke 2.
4. Ændringer i Energinets omkostninger som følge af opkøb.

For at begrænse Energinets risikoeksponering er der i Open Season-vilkårene indbygget et krav til transportkunderne om garantistillelse til sikring af manglende kapacitetsindtægter, primært for at sikre et tilfælde, hvor en transportkunde går konkurs. Således har Energinet stillet krav om garantistillelse i Open Season, der svarer til kapacitetsbetalingerne de første 2 ½ år. Garantien er gældende til og med det første år med levering, hvorefter den gradvist bliver reduceret,

først med 50 %, og herefter med 10 % pr. år. Transportkunderne skal dog som minimum leve op til de almindelige kreditvilkår i Energinets Regler for Gastransport.

For at gøre Baltic Pipe-ruten så konkurrencedygtig som muligt i forhold til andre konkurrerende ruter og for at leve op til kommende europæiske standarder for tariffer planlægger Energinet at indføre en "rabat" for lange kapacitetskontrakter på 5 år eller derover

[REDACTED]

8.1.6 Fremtidig økonomisk regulering af Energinet

Regeringen har varslet en ny type økonomisk regulering af Energinet med elementer af indtægtsrammeregulering, som erstatter den eksisterende "hvile i sig selv"-regulering. Den nye økonomiske regulering vil medføre etableringen af en reguleret aktivbase (RAB) og en forrentningsramme bestående af eksisterende aktiver og over tid nye anlæg.

I regeringens strategi "Forsyning for fremtiden" om ny økonomisk regulering af Energinet er der nævnt 10 hovedelementer, herunder pkt. 4: "*Der fastsættes en markedsbaseret forrentning (WACC) for nye investeringer, som kan indregnes i indtægtsrammen.*" Det fortolkes som, at historiske og nye netaktiver vil blive indplaceret separat, og at forrentningsrammen derfor vil indeholde de to elementer. På sigt vil nye aktiver, der finansieres kommercielt og med en WACC-forrentning, udgøre en stigende andel af den samlede RAB, mens historiske netaktiver i resten af deres økonomiske levetid fortsætter under gældende vilkår med statslånsfinansiering.

Da Baltic Pipe-investeringen besluttes i 2018, det vil sige forud for ikrafttrædelsen af den nye regulering, forudsættes det, at Baltic Pipe kan indplaceres som et historisk aktiv i forhold til den nye regulering, og at anlægget på linje med øvrige historiske netaktiver i Energinets aktivbase kan finansieres ved statslån. Forudsætningen beror blandt andet på drøftelser med Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet.

8.1.7 Finansiering af eventuelle tab via henholdsvis ejer og gasforbrugere

Baltic Pipe-projektet har via den indgåede samarbejdsaftale, Framework Agreement, med GAZ-SYSTEM aftalt erstatningsbetalingerne mellem parterne i forbindelse med en eventuel afbrydelse af projektet inden færdiggørelse og idriftsættelse. Beløbene er store og kan ikke indeholdes i hverken Energinets eller forbrugernes risikorammer, og derfor foreslås løsninger, hvor ejer (staten) i visse tilfælde træder til med kapitalindskud enten for at dække Energinets betalingsforpligtelser, der hvor de ikke kan indeholdes inden for Energinets risikorammer, eller ved at dække Energinets tab i de tilfælde, hvor GAZ-SYSTEMS betalingsforpligtelser ikke er tilstrækkelige til at dække Energinets omkostninger.

[REDACTED]

Såfremt der ikke kan opnås investeringsgodkendelse fra energi-, forsynings- og klimaministeren, eller GAZ-SYSTEM træffer negativ investeringsbeslutning forventes et eventuelt tab dækket af tariffjerne. Forventede tab for Energinet, hvis projektet afbrydes inden december 2018, vil være op til [REDACTED] mio. DKK, hvis GAZ-SYSTEM afbryder projektet, og op til [REDACTED] mio. DKK, hvis Energinet afbryder projektet.

[REDACTED]

[REDACTED]

Principperne ovenfor har været drøftet med Sekretariatet for Energitilsynet med det formål at vurdere, om gasforbrugerne stilles acceptabelt ved det foreslåede finansieringsprincip og at afklare, om notatet udgør et tilstrækkeligt grundlag for fremtidigt tilsyn. Afklaring hos Sekretariatet for Energitilsynet pågår og forventes afsluttet efter bestyrelsens eventuelle godkendelse af nærværende business case.