



ENERGINET

Business case

DANISH HYDROGEN BACKBONE

Esbjerg – Veerst – Frøslev (7-tallet)

Business case for Danish Hydrogen Backbone: Esbjerg-Veerst-Frøslev (7-tallet)

Godkendt af Energinets koncernbestyrelse:
21. maj 2025

Energinets formål ifølge Lov om Energinet:
Energinets formål er at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur, varetage opgaver med sammenhæng hertil og herved bidrage til udviklingen af en klimaneutral energiforsyning.

Energinet skal varetage hensyn til forsynings-sikkerhed, klima og miljø samt sikre åben og lige adgang for alle brugere af nettene og effektivitet i sin drift.

Korrekturlæst version: 18. august 2025

EXECUTIVE SUMMARY

Energinets business case for Danish Hydrogen Backbone: Esbjerg-Veerst-Frøslev (7-tallet) giver beslutningstagere og andre interesserede et billede af den samfundsøkonomiske værdi af brintinfrastrukturen. Selskabsøkonomien for det nyoprettede brintselskab i Energinet "Energinet Brint A/S" bliver også belyst.

Business casen er beslutningsgrundlag for etablering af 7-tallet og er godkendt af klima-, energi- og forsyningsministeren efter §-4 i lov om Energinet ultimo august 2025.

Dette executive summary giver læseren et hurtigt indblik i den indstillede løsning: 7-tallet samt den politiske baggrund og begrundelse for at etablere brintinfrastruktur i Danmark. Energinets konklusioner på samfunds- og selskabsøkonomien for 7-tallet bliver også præsenteret.

De forskellige afsnit i business casen giver et mere detaljeret indblik i de forskellige emner.

**Politisk beslutning:
Brintrør fra Esbjerg til grænsen**

Den 6. februar 2025 blev en bred politisk aftale om at fokusere på etablering af et brintrør fra Esbjerg til den tyske grænse – det såkaldte "7-tal" indgået. Aftalen skal primært sikre eksport af grøn brint - i første omgang til Tyskland, som skal bidrage til den grønne omstilling og Europas energiforsyning. Målet er at have grøn brint i røret ultimo 2030.

Brintproduktion i Danmark forventes at ske gennem elektrolyse drevet af grøn el fra sol og vind. Brinten kan bruges direkte eller omdannes til e-brændstoffer og e-ammoniak.



KONKLUSION:

SAMFUNDSØKONOMI

Energinets analyser viser, at etableringen af 7-tallet kan give en samfundsøkonomisk nettonutidsgevinst på mellem –6,1 og 18,3 mia. kr. over 30 år. Basisresultatet indikerer en samfundsøkonomisk nettonutidsgevinst på 6,4 mia. kr., som både skyldes selve brintinfrastrukturen og afledte investeringer i VE-, elektrolyse- og lagerkapacitet.

Betydelig positiv effekt på samfundsøkonomien:

- + Øget eksportkapacitet i brintinfrastrukturen fremmer investeringer i elektrolyse og VE, hvilket resulterer i mere brint til eksport. I analysen ændres eksportkapaciteten fra 2 til 5 GW.
- + Flexibelt brintforbrug med adgang til brintlager og linepack kan øge samtidigheden mellem produktion og forbrug og forbedre udnyttelse af fluktuerende elpriser til brintproduktion.

Betydelig negativ effekt på samfundsøkonomien:

- Lav tysk betalingsvillighed og lavere transportefterspørgsel.
- Begrænset udvikling i havvind, som betyder, at Danmark bliver nettoimportør af el.

SELSKABSØKONOMI

Staten har afsat en driftsstøttepulje for at holde tariffer for brugen af infrastrukturen på niveau, der matcher markedets betalingsvillighed. Støtten kræver mindst 0,5 GW kapacitetsbooking og reduceres ved højere kapacitet.

Transportomkostninger:

I et basisscenarie på 64 kr./MWh.; Realiseres alene bookingkravet på 0,5 GW, ligger transportomkostningerne på 71 kr./MWh.

Driftsstøttetræk:

I et basisscenarie på 2,7 mia. kr.; Realiseres alene bookingkravet på 0,5 GW, ligger trækket på 7,6 mia. kr.

Brintinfrastrukturens værdi i den grønne omstilling

Produktion af brint gør det muligt at bruge grøn strøm i sektorer, der ikke kan elektrificeres – som tung transport, fly og industri. Brint kan lagres, transporteres og giver fleksibilitet i energisystemet, når sol og vind ikke producerer jævnt. Overskudsstrøm kan omdannes til brint, lagres og bruges senere – eller eksporteres til Europa. Produktion af brint og brintinfrastruktur kan derfor blive en vigtig brik i at nå klimamålene og gøre Europa mindre afhængig af fossile brændsler.

Energinets rolle i arbejdet med brintinfrastruktur

Energinet har ansvaret for at modne, etablere og drive den danske brintinfrastruktur og sikre brintforbindelsen til Tyskland i samarbejde med den tyske TSO for gas, Gasunie Deutschland. 7-tallet er som udgangspunkt omfattet af miljøvurderingsloven, og Energinet har som bygherre ansvaret for at udarbejde en miljøkonsekvensvurdering.

Danish Hydrogen Backbone: Esbjerg-Veerst-Frøslev (7-tallet)

Danish Hydrogen Backbone omfatter en strækning fra Esbjerg-området via Veerst ved Egtved til Frøslev – også kaldet 7-tallet:

- Nye rør og konvertering af metangasrør: Projektet kombinerer nye rør på en ca. 45 km strækning mellem Esbjerg og Veerst og konvertering af eksisterende metangasrør Frøslev-Egtved II (FEII) ca. 88 km mellem Veerst og Frøslev. Den samlede strækning er på ca. 133 km.
- Stationer: Som udgangspunkt omfatter projektet tre stationer for tilslutning af elektrolyseanlæg på strækningen og to såkaldte main-line stationer i hver ende af den konverterede strækning Veerst-Frøslev. De endelige placeringer og antal er endnu ikke fastlagt.



Projekt af fælles europæisk interesse

Danish Hydrogen Backbone – herunder strækningen Esbjerg-Veerst-Frøslev er en vigtig brik i omstillingen til grøn energi og vil koble Danmark til et europæisk brintnet forventeligt ultimo 2030. Energinet samarbejder med den tyske TSO for gas, Gasunie Deutschland om en grænseoverskridende brintinfrastruktur, der skal forbinde Danmark og Tyskland. Projektet er også optaget på EU's liste over vigtige energiinfrastrukturprojekter (Projects of Common Interest, PCI).

Energinets indstilling

Energinet indstiller at etablere brintinfrastruktur mellem Esbjerg, Veerst og Frøslev (7-tallet), som skal sikre, at kommende brintproducenter placeret i nærheden af infrastrukturen kan forbindes med aftagere i Tyskland. Det samlede anlægsbudget for det indstillede projekt er 6,9 mia. kr. i faste 2025-priser. Løsningen er baseret på konvertering af den eksisterende metangasforbindelse Frøslev-Egtved II (FEII) til brug i brintsystemet.

Energinet indstiller også, at FEII udtages fra metangassystemet og overdrages fra Energinet Gastransmission A/S til Energinet Brint A/S.

Brintinfrastrukturen skal være klar ved udgangen af 2030 ifølge den politiske aftale. For at møde tidsplanen er tæt samarbejde med myndigheder, politisk opbakning og hurtig kontraktindgåelse nødvendig. Energinet estimerer på nuværende tidspunkt, at der er ca. 10 pct. sandsynlighed for, at tidsplanen kan overholdes.

Centrale forudsætninger

Business casen er udarbejdet med blandt andre følgende centrale forudsætninger:

- En § 4-godkendelse af udskillelsen af metangasrøret Frøslev-Egtved II (FEII) fra metangassystemet, og at Forsyningstilsynet godkender prisfastsættelsen af røret.
- Bookingkrav på mindst 0,5 GW opfyldes efter kapacitetssalg primo 2027.
- Lukker projektet ned på grund af utilstrækkeligt kapacitetssalg eller bliver forsinket, fx på grund af manglende tilladelser, har staten forpligtet sig til at dække Energinets potentielle strandede omkostninger på op til 0,4 mia. kr.
- En låneramme til finansiering af projektet og en økonomisk regulering, som sikrer Energinet en markedskonform risikokompensation.
- En forpligtende aftale med Gasunie Deutschland om at etablere grænseoverskridende brintinfrastruktur. Energinet forventer at indgå en konstruktionsaftale med Gasunie Deutschland, hvilket formelt vil opfylde betingelsen.

INDHOLD

1.	Indledning	9
2.	Indstilling	10
3.	Baggrund	14
3.1	Rationale	14
3.2	Juridiske forhold	14
4.	Alternativer	16
4.1	Nulalternativ (reference)	16
4.2	Den indstillede løsning (7-tallet)	16
4.3	Fravalgte alternativer	18
4.4	Perspektiver på en videre udbygning af brintinfrastruktur	21
5.	Investeringsanalyse	22
5.1	Overblik	22
5.2	Samfundsøkonomi	22
5.3	Selskabsøkonomi	32
5.4	Konsekvenser for metan-systemet	40
5.5	Brintforsyningssikkerhed	42
5.6	Bæredygtighed	42
6.	Risikoanalyse	46
7.	Budget, driftsomkostninger og omkostninger til reetablering	52
7.1	Anlægsbudget	52
7.2	Afledte driftsomkostninger	56
7.3	Omkostninger til reetablering	60
8.	Tidsplan	64
9.	Appendiks: Samfundsøkonomi – fastlåste AF23 forudsætninger	66
9.1	Indledning	66
9.2	Forudsætninger	66
9.3	Samfundsøkonomiske resultater	66

1. INDLEDNING

Med den politiske aftale [Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet](#) fra 6. februar 2025 er der givet en politisk ramme for realiseringen af den første danske brintinfrastruktur. Aftalen understøtter etablering af en brintinfrastruktur mellem Danmark og Tyskland, der skal muliggøre, at grøn, dansk brint kan forsyne kunder i Tyskland.

Det fremgår af aftalen, at der til etablering af en brintledning, som forbinder Esbjerg med Tyskland, det såkaldte 7-tal, tilvejebringes en statslig låneramme til Energinet på 7,4 mia. kr. Da modenheden i brintmarkedet endnu ikke motiverer, at den første brintinfrastruktur kan etableres på markedsvilkår, ydes et statslig driftsstøttebidrag på op til 10,6 mia. kr. med henblik på at holde tariffer, for brug af brintinfrastruktur, på niveau med markedets betalingsvillighed. Foruden driftsstøttepuljen forpligter den politiske aftale også staten til at dække Energinets mellemfinansiering på op til 0,1 mia. kr. frem mod § 4-godkendelse forventeligt i sommeren 2025 samt potentielle strandede omkostninger op til 0,4 mia. kr, hvis brintprojektet lukkes ned som følge af en politisk beslutning i tilfældet af utilstrækkeligt kapacitetssalg. Hvis projektet mod forventning skulle lukke ned efter et succesfuldt kapacitetssalg fx som følge af en manglede konstruktionsaftale med Gasunie Deutschland eller annullering af indgåede kapacitetskontrakter, pådrager Energinet sig det fulde økonomiske tab (forventeligt 1,5 mia. kr. ved FID).

Den statslige støtte til 7-tallet er betinget af, at der bookes en kapacitet på mindst 0,5 GW, og at der indgås en bindende aftale med Gasunie Deutschland om etablering af en grænseoverskridende brintforbindelse.

Aftalen lægger desuden op til en række politiske tiltag til forkortelse og robustgørelse af en tidsplan for 7-tallet, der kan underbygge idriftsættelse ultimo 2030. Aftalen bekræfter desuden en politisk ambition om, at der efterfølgende kan etableres en fuld backbone, som forbinder 7-tallet med Fredericia, Holstebro og lager i Lille Torup.

Denne business case følger den politiske aftale og er Energinets business case for etablering af 7-tallet. Business casen indeholder rationale, valg af løsning, projektrisici, anlægs- og driftsbudget, tidsplan samt en investeringsanalyse, som viser de samfunds- og selskabsøkonomiske konsekvenser ved etablering af den første rørbårne brintinfrastruktur i Danmark. Det er en forudsætning for business casen, at de politiske betingelser vil blive opfyldt.

2. INDSTILLING

Energinet indstiller til godkendelse, at der etableres brintinfrastruktur mellem Esbjerg, Veerst og Frøslev (7-tallet), som skal sikre, at kommende brintproducenter placeret i nærheden af infrastrukturen kan forbindes med aftagere i Tyskland. Det samlede anlægsbudget for det indstillede projekt er 6,9 mia. kr. i faste 2025-priser. Løsningen er baseret på konvertering af den eksisterende metangasforbindelse Frøslev-Egtved II (FEII) til brug i brintsystemet.

Det indstilles desuden til godkendelse, at Frøslev-Egtved II udtages fra metansystemet og overdrages fra Energinet Gastransmission A/S til Energinet Brint A/S til en transaktionspris på [REDACTED] i faste 2025-priser. Transaktionsprisen er fastsat efter til summen af værdien af de regulatoriske aktiver ultimo 2027, fratrukket nutidsværdien af reetableringsforpligtelsen, tillagt transaktionsomkostninger for Energinet Gastransmission til at forberede og gennemføre transaktionen.

Udskillelse af FEII fra metansystemet skal godkendes efter § 4, og prisfastsættelsen af røret skal senere godkendes af Forsyningstilsynet.

I henhold til den politiske aftale planlægges der efter, at forbindelsen idriftsættes ultimo 2030. Dette idriftsættelsestidspunkt er dog forbundet med betydelige usikkerheder og risici. For at kunne overholde denne tidsplan kræves blandt andet tæt samarbejde med myndigheder, politisk opbakning og fremskyndelse af Energinets kontrakter med eksterne rådgivere og leverandører. Energinet estimerer på nuværende tidspunkt, at der er ca. 10 pct. sand-

synlighed for, at brintinfrastrukturen idriftsættes senest i december 2030.

Projektets realisering er politisk betinget af:

- at et bookingkrav på mindst 0,5 GW opfyldes efter endt kapacitetssalg primo 2027.
- at der er indgået en forpligtende aftale med Gasunie Deutschland om etablering af en grænseoverskridende brintforbindelse. Energinet forventer at indgå en konstruktionsaftale med Gasunie Deutschland, som vil opfylde betingelsen. Denne aftale vil træde i kraft efter kapacitetssalget, men inden Energinets endelige investeringsbeslutning (FID). Gasunie Deutschland forventes at tage endelig investeringsbeslutning tidligere end Energinet, og ved positivt udfald anses den bindende aftale at være en formalitet.

Der kan være risiko for nedlukning eller forsinkelser af projektet på grund af utilstrækkeligt kapacitetssalg manglende tilladelser, forsinkelse eller aflysning af tysk brintinfrastruktur eller årsager relateret til leverandørtilbud. Den politiske aftale forpligter staten til at dække Energinets potentielle strandede omkostninger på op til 0,4 mia. kr. hvis brintprojektet lukkes ned som følge af en politisk beslutning i tilfældet af utilstrækkeligt kapacitetssalg. Hvis projektet mod forventning skulle lukke ned efter et succesfuldt kapacitetssalg fx som følge af en manglede konstruktionsaftale med Gasunie Deutschland eller annullering af indgåede kapacitetskontrakter, pådrager Energinet sig det fulde økonomiske tab (forventeligt 1,5 mia. kr. ved FID).

Business casen er udarbejdet på et tidligt tidspunkt i projektets proces, hvor designet endnu ikke er modnet, og hvor der endnu ikke er gennemført udbud. Det indstillede budget er derfor forbundet med væsentlige usikkerheder. Derfor tager Energinet først endelige investeringsbeslutning (FID) primo 2028 efter kontraktindgåelse på rådgivning og indkøb. Business casen skal genbesøges efter endt kapacitetssalg primo 2027 og inden FID. Dette vil kunne betyde tillæg til eller opdatering af denne business case og eventuelt behov for fornyet § 4-godkendelse.

Det er en forudsætning, at der etableres en låneramme til finansiering af projektet jf. den politiske aftale og en økonomisk regulering, som sikrer Energinet en markedskonform risikokompensation.

Samfundsøkonomiske resultater

7-tallet forventes at give en samfundsøkonomisk nettoresultatgevinst mellem -6,1 og 18,3 mia. kr. over en 30-årig periode, hvor basisresultatet indikerer en samfundsøkonomisk nettoresultatgevinst på 6,4 mia. kr. En større eksportkapacitet i brintinfrastrukturen og fleksibelt brintforbrug bidrager positivt til den samfundsøkonomiske gevinst, mens en lav tysk betalingsvillighed og lav udnyttelse af brintinfrastrukturen ved bookingkrav på 0,5 GW resulterer i negative samfundsøkonomiske gevinster. Hvis mængden af havvindkapacitet i Danmark er begrænset, så der på lang sigt kun er 4,3 GW havvind, bliver Danmark nettoimportør af el, og det samfundsøkonomiske resultat bliver omkring 1,7 mia. kr. Det er således en forudsætning, at der kommer yderligere





havvind for at opnå en vis samfundsøkonomisk gevinst.

Den samfundsøkonomiske gevinst kan tilskrives både brintinfrastrukturen samt afledte investeringer i vedvarende energi (VE)-, elektrolyse- og lagerkapacitet. For at opnå et positivt samfundsøkonomisk resultat er det en forudsætning, at danske brintproducenter kan afsætte brint i Tyskland. Det samfundsøkonomiske resultat er yderligere betinget af, at de identificerede afledte investeringer i VE-, elektrolyse- og lagerkapacitet gennemføres samt, at der ydes statslig driftsstøtte til at holde brugernes transportomkostning inden for den forventede betalingsvillighed. Dermed skabes incitament til brug af brintinfrastrukturen – også i et opstartsmarked.

Selskabsøkonomiske resultater

Via statens driftsstøttepulje på 10,6 mia. kr. (2025-PL) kan det sikres, at transportomkostningerne holdes på et niveau inden for brugernes forventede betalingsvillighed samtidig med, at Energinets regulatorisk tilladte indtægter sikres. Energinet vil på denne baggrund forventeligt ikke lide tab, hvis brintprojektet lukkes ned efter idriftsættelse.

Med en antagelse om en regulatorisk tilladt forrentningsindtægt før skat på 6,0 pct. gennem anlægs- og driftsfasen opnås en forventet projektøkonomisk nettonutidsværdi på 1,2 mia. kr. ved et afkastkrav på 4,4% (før skat), en forventet intern forrentning (IRR) på 4,6 pct. efter skat og 5,7 pct. før skat samt en forventet gennemsnitlig transportomkostning på 64 kr./MWh. Der er

en generel usikkerhed om brugernes betalingsvillighed ift. transportydelser pga. et umodent marked for grøn brint. Energinet forventer en betalingsvillighed på mellem 50-100 kr./MWh bl.a. understøttet af input fra markedsdialog, hollandske tarifindikationer og nyligt offentliggjorte transporttariffer for det tyske Kernnetz¹, der omregnet til transportomkostninger udgør ca. 75 kr./MWh².

¹ Bundesnetzagentur har præsenteret en entry/exit tarif på 25 EUR/kWh/h/a, som regulator betegner "marktgängig" (markedskonform) [Bundesnetzagentur - Startseite - Bundesnetzagentur konsultiert Hochlaufentgelt für Wasserstoff-Kernnetz](#)

² Under antagelse om 5000 fuldlasttimer på et år.

3. BAGGRUND

Brint forventes at spille en central rolle i den grønne omstilling i Danmark og Europa. Storskala brintproduktion i Danmark forventes at ske via elektrolyse og med strømforsyning fra dansk grøn strøm fra sol- og vindkraft. Brinten kan enten bruges direkte eller videreforarbejdes til andre produkter, fx e-brændstoffer og e-ammoniak.

Størstedelen af den dansk producerede grønne brint forventes at skulle eksporteres til Tyskland. Fra tysk side betragtes en rørforbindelse til Danmark som en af de første og vigtigste importkorridorer. I efteråret 2024 godkendte den tyske regulator, at der frem mod 2037 skal etableres et tysk brintnet (Kern-netz) blandt andet med forbindelse til Danmark. Forbindelsen til Danmark planlægges at være klar til 2030.

En mindre andel af den danskproducerede brint forventes anvendt i Danmark primært til produktion af e-brændsler. Det danske brintforbrug vil være begrænset, når brintinfrastrukturen går i drift, men forventes at stige i takt med, at brintmarkedet udvikles.

En rørbunden brintinfrastruktur i Danmark forventes effektivt at kunne forbinde brintproduktion og -forbrug nationalt og på tværs af landegrænser. I Danmark er markedet for brint under opbygning, og både brintproduktionskapacitet-, anvendelse- og infrastruktur skal etableres.

3.1. Rationale

De største og mest modne danske projekter, der forventes at blive tilsluttet den første danske brintinfrastruktur, er elektrolyseanlæg, der ligger i Syd- og

Sønderjylland. Derfor er der indledningsvist behov for etablering af en løsning, som understøtter transport af storskala brint produceret i området til aftagere i de tyske markeder og til potentielle forbrugere i samme område.

Grundet brintmarkedets umodenhed er det faktiske kapacitetsbehov og de konkrete placeringer af elektrolyseanlæg på nuværende tidspunkt ukendt, men vil følge efter endt kapacitetssalg primo 2027. Staten har jf. den politiske aftale af 6. februar fastsat en minimumskapacitet på 0,5 GW og et tilhørende driftsstøttebidrag på op til 10,6 mia. kr. til en forbindelse fra Esbjerg til Tyskland, 7-tallet. 7-tallet skal understøtte forventningerne om transportbehov fra de første elektrolyseanlæg i Danmark og det forventede aftag hos de tyske forbrugere. Kapaciteten på grænsepunktet er ikke fastlagt, men Energinet og Gasunie Deutschland har tidligere undersøgt løsninger, der understøtter forskellige kapaciteter på grænsepunktet³.

Når brintmarkedet over tid modnes, forventes flere elektrolyseanlæg at blive etableret i Danmark som en del af den grønne omstilling, og der kan blive behov for yderligere udbygning af brintinfrastrukturen for at tilgodese både kapacitets- og fleksibilitetsbehov. Elektrolyseanlæggene forventes at kunne fungere som fleksible aftagere af grøn strøm og adgang til linepack- og kavernelager forbedrer disse muligheder.

Energinets markedsdialoger samt Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023 og 2024 (AF23 og AF24) underbygger ovenstående. Forventningerne til den fremtidige ud-

vikling i VE- og elektrolyseanlæg er dog siden justeret ift. en senere realisering end den, angivet i AF. Blandt andet som følge af en udskydelse af projekt Energiø Bornholm og genudbud af 2-3 GW havvind i de indre danske farvande.

3.2. Juridiske forhold

Gennemførelsen af projektet er en del af Energinets ansvar for at eje, drive og udbygge overordnet energiinfrastruktur samt sikre en sammenhængende og helhedsorienteret planlægning af forsyningssektorerne, jf. § 2 i lov om Energinet og lov om gasforsyning.

Realisering af projektet med etablering af et transmissionssystem for brint forudsætter godkendelse af ministeren efter lov om Energinet, § 4. Energinet skal i ansøgningen om § 4-godkendelse redegøre for, at der er tilstrækkelig behov for projektet, og at det ligger inden for den ramme og rolle for Energinet, som er politisk besluttet ved [1. politiske delaftale: Ejerskab og drift af fremtidens danske rørbundne brintinfrastruktur](#).

Da den indstillede løsning omfatter konvertering af den eksisterende metangasforbindelse Frøslev-Egtved II (FEII), betyder det, at ministeren også skal godkende denne ændring efter lov om Energinet, § 4. Derudover skal Forsyningstilsynet godkende den værdiansættelse, der er styrende for prisfastsættelsen ved overdragelsen af metanledningen FEII fra gastransmissionselskabet til brintselskabet.

Energinet har i overensstemmelse med kravene i EU-reguleringen for brint oprettet et ny brint-datterselskab,

Energinet Brint A/S, som skal varetage brintaktiviteterne i koncernen. Brint-datterselskabet indgår organisatorisk på linje med de øvrige datterselskaber i koncernen.

Det er endnu uafklaret, om EU-reguleringen muliggør Energinets ønske om at kunne placere det overordnede TSO-ansvar som brintoperatør (certificeringen) i Energinet (moderselskabet, jf. lov om Energinet) og systemansvaret for brint i datterselskabet Energinet Systemansvar A/S som svarer til organiseringen af el- og gas-områderne. Denne afklaring er en del af et igangværende analysearbejde i Energistyrelsen. Energinet arbejder på en afklaring af spørgsmålet hurtigst muligt, da et negativt udfald kan betyde ændringer i Energinets organisation samt behov for ændring af national regulering (lov om Energinet).

Energinet er opmærksom på at kravet om Energistyrelsens godkendelse af Energinets risikovurdering efter §§ 27 og 28 i "Bekendtgørelse om modstandsdygtighed og beredskabs i energisektoren" (bek. nr. 260/2025) kan medføre behov for yderligere risikovurdering af mulige risici, der kan forstyrre eller forhindre leveringen af Energinets tjenester. Dette vil blive håndteret i en særskilt godkendelsesproces, der er under udarbejdelse.

³ 22/06891-18 Cooperation agreement for a planning phase of a cross-border hydrogen infrastructure.



4. ALTERNATIVER

I dette afsnit beskrives nulalternativet og de løsningsalternativer, der er henholdsvis indstillet og fravalgt. Den indstillede løsning afspejler løsningen i den politiske aftale af 6. februar 2025, som forbinder Esbjerg med det tyske marked (7-tallet).

4.1. Nulalternativ (reference)

Nulalternativet, der anvendes som reference i investeringsanalysen, udgøres af et energisystem, hvor der ikke etableres en brintinfrastruktur. Det er således kun muligt at anvende dansk produceret brint lokalt, da det hverken vurderes realiserbart eller økonomisk rentabelt at transportere brint produceret i storskala med lastbil eller skib fra danske producenter til tysk forbrug. Fx vil 1 GW elektrolyseanlæg kræve mere end 100 lastbiler om dagen at få transporteret brint væk fra anlægget. Transport med lastbil fx fra Esbjerg til den tyske grænse koster ca. 200 kr./MWh + omkostninger til transport til forbrugscentre i Tyskland. Transport af brint via lastbil eller skib i forhold til rørbåren brintinfrastruktur kan være rentabel over meget lange afstande (+1.000 km), men ved kortere afstande vil disse overskride transportomkostninger ved rørbåren infrastruktur.

4.2. Den indstillede løsning (7-tallet)

Den indstillede brintinfrastrukturløsning forbinder Esbjerg med det tyske marked via et overgangspunkt ved Frøslev, jf. Figur 1. Løsningen omfatter en ny 36" ledning fra Esbjerg til Veerst og konvertering af den ene metan-forbindelse mellem Frøslev og Egtved (FEII) til brug i brintsystemet. Løsningen er beskrevet i Figur 1.

Der antages i udgangspunktet tre injektionsstationer for tilslutning af producenter til brintinfrastrukturen. Det endelige antal og det præcise design kan først fastlægges efter indgåelse af tilslutningsaftaler med producenterne primo 2027.

Det er en forudsætning i projektet, at brintproducenter på 7-tallet tilsluttes direkte, og at de leverer det nødvendige tryk ved tilslutning til brintinfrastrukturen. Energinet skal derfor ikke etablere kompression.

Løsningen kan opsamle brint produceret omkring 7-tallet og transportere det til Tyskland eller til potentielle forbrugere i området. Infrastrukturen understøtter en eksportkapacitet på ca. 3 GW (nedre brændværdi), og der vil være mulighed for at lagre op til 1,5 GWh i form af linepack for aktører i markedet. Ved fuld kapacitetsudnyttelse på 3 GW elektrolyse svarer det til en halv times brintproduktion, der kan lagres i ledningerne. Med 0,5 GW tilsluttet svarer det til 3 timers brintproduktion. 7-tallet understøtter således fleksibilitet i et begrænset omfang, dels på grund af den begrænsede kapacitet i den konverterede ledning og dels på grund af løsningens begrænsede geografiske udbredning.

I den indstillede løsning med konverteret ledning er antaget et maksimalt tilladeligt driftstryk på 49 barg. Materialetests viser, at ledningen forventes at kunne drives ved højere maksimalt tilladeligt driftstryk på 63 barg. Et højere driftstryk giver mulighed for en højere transportkapacitet eller mulighed for at tilbyde systembrugerne mere

linepack fleksibilitet. Begge muligheder forventes at kunne øge den samfundsøkonomiske værdi af 7-tallet. Det vil i næste fase af projektet blive undersøgt, hvilket tryk ledningen mest fordelagtigt skal drives ved, da det afhænger af flere forhold.

Løsningen med en 36" ledning for nyanlæg er valgt for at sikre, at infrastrukturen har tilstrækkelig kapacitet til at kunne understøtte den politiske ambition om en senere infrastrukturdbygning mod Holstebro/Lille Torup og Fredericia. Udbygningen kan ske i etaper og i takt med, at konkrete behov opstår. Ved videre udbygning af brintinfrastrukturen vil linepack fleksibiliteten øges.

⁴ Ledningsanlæg omfatter både selve ledningen og tilhørende stationsanlæg.

⁵ Det er antaget, at de første projekter på 7-tallet kun vil injicere brint til backbone.

PARAMETER	NY LEDNING (ESBJERG-VEERST)	KONVERTERET LEDNING (VEERST-FRØSLEV)
Ledningsanlæg ⁴	45 km	88 km
Dimension	36" / 914 mm	30" / 762 mm
Designtryk	100 barg	80 barg
Max. tilladeligt drifttryk	90 barg	49 barg (optionelt 63 barg)
Main-line stationer	To, en i hver ende af konverteret ledning ved Veerst og Frøslev	
I/E stationer	Tre Injection stationer for tilslutning af brint produktion ⁵ indgår i budgettet.	



Figur 1: 7-tallet, som er den indstillede løsning, forbinder brintproduktion i Syd- og Sønderjylland med det tyske marked og potentielle forbrugere i området.

4.3. Fravalgte alternativer

Der er i projektet undersøgt flere alternative løsninger, herunder løsninger med øget kapacitet, hvor der bygges med større rørdimensioner end i den indstillede løsning, samt en løsning med reduceret kapacitet, hvor der bygges med mindre rørdimension.

Undersøgelserne har taget udgangspunkt i den fulde backbone, som kan etableres i etaper i takt med, at markedet udvikler sig. Med den politiske beslutning om en geografiske tilskæring til 7-tallet og en ambition om på længere sigt at etablere den fulde backbone vurderes, at principper for fravalg på den fulde backbone også dækker fravalg for 7-tallet. Løsninger hvor 7-tallet enten over- eller underdimensioneres kan få uensigtsmæssige, langsigtede økonomiske konsekvenser.

- Fravalget er baseret på analyser gennemført i to trin:
- 1. Fravalg på baggrund af tekniske analyser af rørdimension og designtryk, hvor krav til eksportkapacitet og fleksibilitet ikke kan håndteres.
 - 2. Fravalg på baggrund af en samlet investeringsanalyse, hvor resultaterne er vurderet ringere end i det indstillede alternativ.

Som designparametre anvendes en maksimal eksportkapacitet på 4 GW på den korte bane og 8 GW på den lange bane samt en ønsket fleksibilitet via linepack på 10-20 GWh. Følgende alternativer er fravalgt:

Rørdimension på 30" mellem Esbjerg og Veerst og konvertering mellem Frøslev og Veerst
En rørdimension på 30" svarer til dimensionen af den konverterede ledning. De tekniske studier viser, at 7-tallet kan understøtte en maksimal eksportkapacitet på 4 GW med begrænset fleksibilitet til markedet, ligesom det er tilfældet med den indstillede løsning.

De tekniske studier viser også, at hvis der bygges videre med 30" til Fredericia, Holstebro og Lille Torup vil det ikke øge eksportkapaciteten eller fleksibiliteten i systemet. Løsningen vil således ikke være forberedt for yderligere, fremtidigt eksportbehov. Med en 30" løsning som udgangspunkt, vil der således potentielt blive behov for nye parallelle ledningssystemer på flere strækninger med store omkostninger samt omfattende planlægning- og etableringsopgaver til følge. Derimod vil den indstillede løsning kræve færre efterfølgende udbygninger for at opnå samme fleksibilitet og kapacitet.

Det er vurderet, pba. erfaringer fra metan-systemet, at besparelsen ved at anlægge en 30" ledning er ca. 20 pct. sammenlignet med omkostningerne for en 36" ledning. Entreprenøromkostninger, som stort set er uafhængig af rørdimension, udgør langt hovedparten af omkostningerne. Besparelsen er således i størrelsesordenen 300 mio. kr., som svarer til en besparelse på det samlede budget på ca. 4 pct. Denne besparelse vurderes ikke at stå mål med det potentielt store fremtidige investeringsbehov, der måtte komme i takt med, at brintmarkedet udvikles. Derfor

er denne løsning fravalgt. Der er ikke gennemført en investeringsanalyse på dette alternativ.

Nyanlæg med 36" eller 42" rørdimension for hele 7-tallet
De tekniske studier viser, at 7-tallet etableret med enten 36" og 42" på hele strækningen understøtter en maksimal kapacitet på 10-12 GW. Med et kortsigtet dimensionerende kapacitetsbehov på 4 GW vil løsningerne kunne levere betydelig fleksibilitet via linepack til markedet.

De tekniske studier viser også, at hvis der bygges videre med enten 36" eller 42" til Fredericia, Holstebro og Lille Torup, understøttes yderligere eksportkapacitet samtidig med tilstrækkelig fleksibilitet til markedet. Nye forbindelser på alle strækninger har således tekniske fordele både hvad angår kapacitet, fleksibilitet og fremtidssikring sammenlignet med den indstillede løsning.

De samfundsøkonomiske analyser for 36" løsningen på hele 7-tallet viser en større gevinst ved at etablere et nyt anlæg mellem Veerst og Frøslev set i forhold til den indstillede løsning med konverteret rør.

Anlægsomkostningerne ved at etablere 36" og en ny ledning mellem Veerst og Frøslev er på baggrund af foreløbige budgetter vurderet at være 15 pct. større end basisbudgettet (eks. byggerenter) og 37 pct. større for 42" løsningen end for den indstillede løsning. De større anlægsomkostninger kan ikke afholdes inden for rammerne af den seneste politiske aftale, som giver



Figur 2: Mulige videreudbygninger af 7-tallet.



adgang til driftsstøttemidler. Derudover forventes en tidsplan med senere idriftsættelse, da strækningen mellem Verst og Frøslev også vil skulle nyanlægges. Alternativet fravælges både på grund af større anlægsomkostninger samt, at alternativet med lavere sandsynlighed vil kunne understøtte et idriftsættelsestidspunkt ultimo 2030.

Alternative linjeføringer på delstrækningen mellem Esbjerg og Veerst

Alternative linjeføringer på delstrækningen mellem Esbjerg og Veerst har også været vurderet, fx ved parallelføring med de eksisterende gastransmissionsledninger. Disse er fravalgt på grund af større negative påvirkninger på natur- og miljøforhold samt anlægsøkonomiske vurderinger. Der arbejdes løbende på at optimere linjeføringen med henblik på at opnå den linjeføring, der medfører mindst mulig miljøbelastning og lavest anlægsøkonomi samtidig med, at påvirkningen i kommune- og lokalplanlagte områder minimeres.

4.4. Perspektiver på en videre udbygning af brintinfrastruktur

Det forventes, at brintmarkedet udvikles over tid særligt i takt med, at havvindmøllekapaciteten udbygges, og flere storskala elektrolyseanlæg bliver bygget i Danmark. Fremtidens potentielle havvindmøllekapacitet i Nordsøen vil sandsynligvis blive tilsluttet i centrale 400 kV-stationer på den jyske vestkyst, hvorfra elektrolyseanlæggene henter deres elforsyning. Derfor kan der opstå behov for yderligere brintinfrastruktur, som kan transportere brint fra produktionsområder ved den jyske vestkyst til forbrugere i Tyskland eller til danske forbrugere langs brintinfra-

strukturen. Dertil kommer potentiel storskala brintproduktion nær Fredericia med eksportpotentiale og potentiel brintforsyning via brintinfrastruktur til området.

Jo mere elektrolyse og brintinfrastruktur der etableres, des større muligheder vil der forventeligt være for at yde fleksibilitet til det samlede energisystem. Adgang til linepack og kavernelager kan give mulighed for at lagre brint, så der i større grad kan produceres brint, når udbuddet af el er stort og elpriserne lave. Denne øgede fleksibilitet i brintsystemet forventes at have et stort samfundsøkonomisk potentiale.

5. INVESTERINGSANALYSE

Investeringsanalysen⁶ tager udgangspunkt i den indstillede løsning, 7-tallet jf. afsnit 5.2. Til investeringsanalysen anvendes Finansministeriets vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger⁷. De anvendte forudsætninger fremgår af Tabel 1.

En generel forudsætning for investeringsanalysen er, at danske brintproducenter kan afsætte brint på det tyske brintmarked, når brintinfrastrukturen er tilgængelig. Det tyske brintmarked antages at kunne aftage brint når som helst med en fast betalingsvillighed. Der skal således være tilstrækkelig sydgående kapacitet i Gasunie Deutschlands net, og kapaciteten i den tyske brintinfrastruktur skal udvikle sig i overensstemmelse med forventningerne i det tyske brintnet (Kernnetz).

5.1. Overblik

De overordnede investeringskriterier er 1) en forventet positiv samfundsøkonomi og 2) et tilfredsstillende selskabsøkonomisk resultat med en transportomkostning, der ligger inden for aktørernes forventede betalingsvillighed på 50-100 kr./MWh. Tabel 2 giver et overblik over investeringsanalysens primære samfunds- og selskabsøkonomiske investeringsresultater.

I tillæg til de samfunds- og selskabsøkonomiske resultater belyses brintinfrastrukturens påvirkning på metangas- og elsystemet, brintforsyningssikkerhed samt klima- og miljøpåvirkning kvalitativt.

5.2. Samfundsøkonomi

I den samfundsøkonomiske analyse opgøres alle resultater relativt til et

nulalternativ, der beskriver en situation, hvor der ikke etableres brintinfrastruktur, jf. afsnit 5.1.

Investering i en dansk brintinfrastruktur forventes at have systemændrende påvirkning på energisystemet og således være tæt forbundet med investeringer i elektrolyse, VE-produktionskapacitet og lagringsmuligheder, da øgede afsætningsmuligheder kan øge værdien af brint. Det betyder, at forventningerne til energisystemets udvikling vil være forskellig med og uden brintinfrastruktur.

De samfundsøkonomiske analyser baserer sig derfor primært på en metode, der tager hensyn til de dynamikker, der er mellem en brintinfrastruktur og øvrige investeringer i produktions- og lagringsmuligheder i energisystemet. Det betyder, at der både indregnes direkte gevinster som følge af etablering af en brintinfrastruktur og afledte effekter af potentielle yderligere investeringer i elektrolyse, VE-produktionskapacitet og lagringsfaciliteter.

Denne metode afviger fra den traditionelle tilgang til samfundsøkonomiske analyser, hvor investeringer i energitransmission anses som marginelle tilføjelser til energisystemet, og forudsætningerne om fx VE- og elektrolysekapaciteter er fastlåste og uafhængige af, om der foretages en investering i brintinfrastruktur eller ej. Resultater fra analyser baseret på den traditionelle metode fremgår af separat afsnit i dette kapitel og er uddybet yderligt i Appendiks: Samfundsøkonomi -fastlåste AF23 forudsætninger.

⁶ For kapitel 5 gælder det generelt, at der kan være mindre afvigelser i tabellernes sum-tal som følge af afrundinger.

⁷ [Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger 2023 - Juni 2023 \(fm.dk\)](#)

FORUDSÆTNINGER I INVESTERINGSANALYSEN

Analyseperiode:	30 år
Idriftsættelsesår (første hele driftsår):	2031
Prisår:	Faste 2025-priser
Simuleringsår:	2030, 2040 og 2050. Der antages lineær udvikling mellem simuleringsårene og ingen udvikling fra 2050 og frem.
Forudsætninger om udvikling i det danske energisystem:	AF23 (nationalt brintforbrug AF24)
Forudsætninger om udvikling i det udenlandske energisystem:	TYNDP22 Distributed Energy scenarie

PRIMÆRE INVESTERINGSRESULTATER

7-TALLET

Samfundsøkonomi	Nettonutidsværdi - Basis scenarie	Mia. kr.	6,4
	Nettonutidsværdi - Udfaldsrum	Mia. kr.	-6,1 - 18,3
Selskabsøkonomi (inkl. driftsstøtte og tilslutningsomkostning)	Transportomkostning - Basis scenarie	Kr./MWh	64
	Transportomkostning - Udfaldsrum (P5-P95)	Kr./MWh	44-84

Tabel 1: Oversigt over forudsætninger anvendt i investeringsanalysen.

Tabel 2: Primære investeringsresultater. Det undersøgte udfaldsrum for de samfundsøkonomiske analyser er baseret på gennemførte følsomhedsstudier af centrale parametre ved en transportomkostning på 60 kr./MWh, mens det undersøgte udfaldsrum for de selskabsøkonomiske transportomkostninger er baseret på forskellige kombinationer af mængde og prisudsving i anlægsomkostningerne.

5.2.1. Forudsætninger anvendt i den samfundsøkonomiske analyse

Produktions- og lagringskapaciteter kan tilpasse sig afhængig af etableringen af brintinfrastruktur, og det forudsættes, at elektrolyse-, sol-, havvind- og lagringskapaciteter i Danmark udvikler sig inden for de rammer, der er givet i AF23. Udviklingen forudsættes derudover at ske ud fra antagelser om bl.a. produktionsteknologiers omkostninger, levetid, afkastkrav samt el-, brint- og varmekonsum⁸.

Figur 3 viser en potentiel udvikling i elektrolyse-, sol-, havvind- samt batterikapacitet i basisanalysen med og uden brintinfrastruktur. Det ses, at brintinfrastrukturen særligt i 2050 medfører afledte investeringer i elektrolyse- og solkapacitet. Der ses ikke yderligere investeringer i havvind, hvilket bl.a. skyldes lave elpriser fra Norge og Sverige, der indgår i analysen, som gør det svært for havvinden at konkurrere. Den reelle udvikling i energisystemet vil afhænge af en lang række faktorer, herunder de fremtidige brint- og elpriser, det generelle investeringsmiljø og politiske initiativer på området.

Der forudsættes et fast dansk brintforbrug fra AF24 som fremgår af Tabel 3.

Energinets analyser viser ved de givne antagelser, at der i 2040 og 2050 vil blive eksporteret henholdsvis 6 og 8 TWh brint til Tyskland ved etablering af 7-tallet.

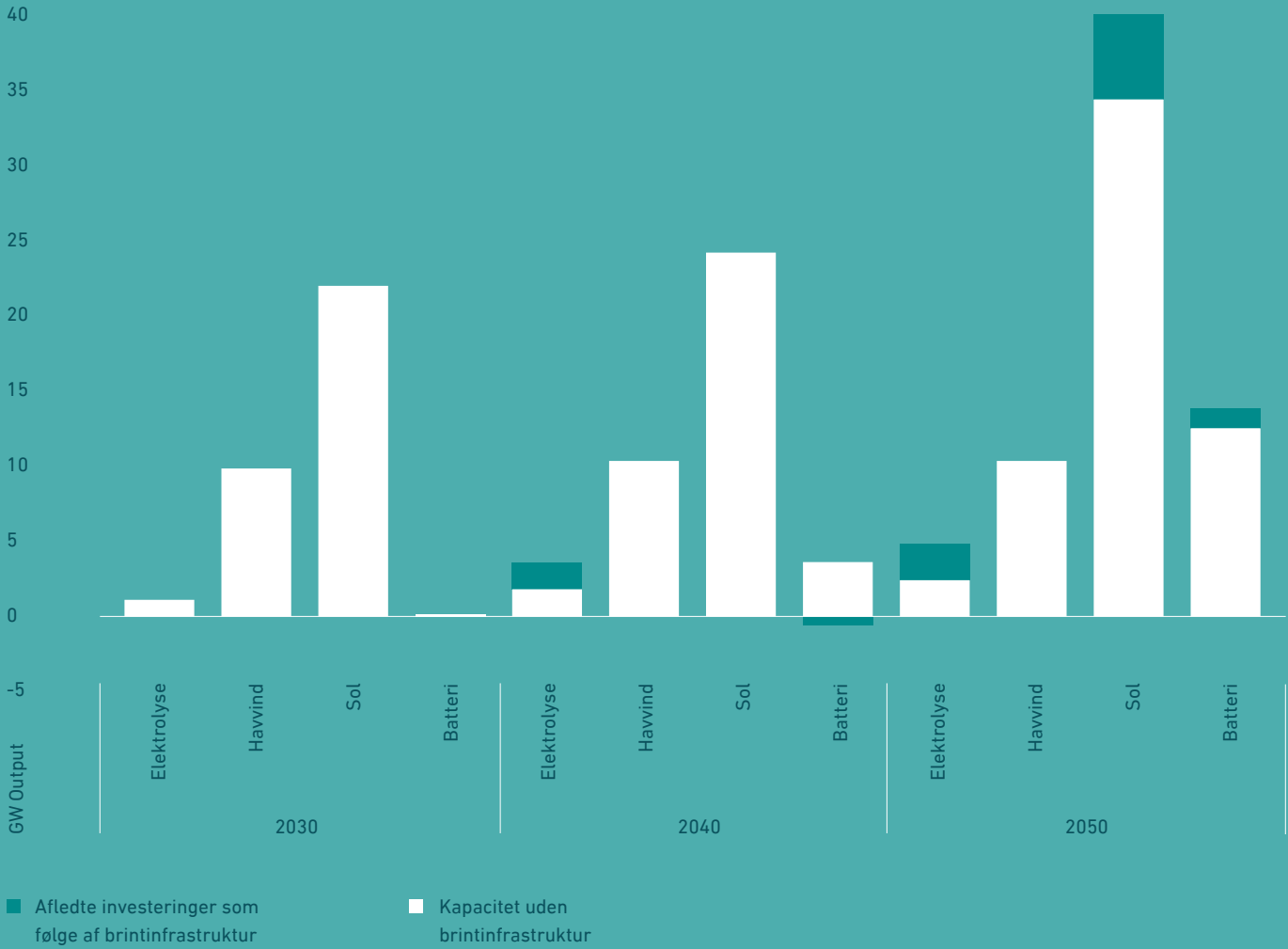


⁸ Jf. Energistyrelsens teknologikataloger 2018-2024, varme- og elforbrug jf. AF23 samt brintforbrug jf. AF24. Energinet har antaget et afkastkrav på 5 pct. for investeringer i energiteknologier. Derudover er den finansielle levetid på de danske produktionsanlæg halveret ift. den tekniske levetid jf. teknologikataloget.

⁹ De afledte investeringer i sol relaterer sig kun til mark- og trackeranlæg. Solkapacitet fra taganlæg er afspejlet i figuren og følger direkte udviklingen i AF23. Havvinden i 2030 er defineret af eksisterende og planlagt havvind frem til og med 2029 jf. AF23. Havvinden fra

Energio Bornholm indgår også i kapaciteten i 2030. Energinets markedsmodel har yderligere fundet et potentiale for 2,6 GW havvind i 2030. I 2030 anvendes brintinfrastrukturen i meget lille omfang i de samfundsøkonomiske analyser, hvorved havvinden på kort sigt anvendes til de samme formål uafhængigt af tilstedeværelsen af en brintinfrastruktur. I 2040 og 2050 er havvinden fra Energio Nordsøen forudsat at komme.

¹⁰ Grundet det umodne brintmarked er der ikke kendskab til hældningen på efterspørgselskurven af de danske og tyske brintforbrugere.



DANSK BRINTFORBRUG JF. AF24

2030: 5,3 TWh
2040: 10,6 TWh
2050: 16,0 TWh

FAST TYSK BETALINGSVILLIGHED

2030: 532 kr./MWh
2040: 492 kr./MWh
2050: 470 kr./MWh

Figur 3: Elektrolyse-, havvind-, sol- og batterikapaciteter Danmark i basisanalysen⁹. Det er ikke nødvendigvis de samme produktionsenheder, der etableres i energisystemet med og uden brintinfrastrukturen.

Tabel 3: Forventet dansk brintforbrug og tysk betalingsvillighed¹⁰. Brintpriser for det tyske marked er fundet ved Energinets markedsmodel BID3 og antagelser jf. Tabel 1.



5.2.2. Samfundsøkonomiske resultater

Den samfundsøkonomiske analyse belyser de samfundsøkonomiske konsekvenser på tværs af brint, el- og varmemarkedet for producenter og forbrugere ved at etablere 7-tallet.

De fordelingsmæssige konsekvenser mellem producenter og forbrugere skal dog tolkes med forsigtighed, da etableringen af de faktiske værdikæder fortsat udestår, og det forventes, at den samme aktør vil være producent og forbruger på tværs af de forskellige markeder. Fx er et elektrolyseanlæg i den samfundsøkonomiske analyse opgjort som en brintproducent, men vil reelt set også være en elforbruger. I den samfundsøkonomiske opgørelse er effekterne fra varmemarkedet meget begrænsede, hvorfor effekterne herfra er inkluderet i resultaterne for elmarkedet. Tabel 4 viser det samfundsøkonomiske basisresultat.

Etablering af 7-tallet inkl. afledte investeringer i VE-, elektrolyse- og lagringskapacitet vil have en forventet samfundsøkonomisk nettonutidsværdi på 6,4 mia. kr. Det ses, at en stor del af den samfundsøkonomiske værdi opstår i samspillet mellem brint- og elmarkedet, hvor elektrolyseanlæggene øger elforbruget i timer med lav elpris. Det er således særligt producenter i brint- og elmarkedet, der opnår en samfundsøkonomisk gevinst ved en brintinfrastruktur.

Den samfundsøkonomiske værdi opstår i et energisystem, hvor brugerne af brintinfrastrukturen ser en transportomkostning, der ligger inden for deres

forventede betalingsvillighed¹¹. For at imødekomme dette, er der behov for et statslig driftstilskud, som indgår som en omkostning i den samfundsøkonomiske opgørelse. Trækket på driftsstøtten afhænger af de transporterede brintmængder over tid. I basisanalysen øges de transporterede brintmængder, så de med tiden overstiger minimumskapaciteten på 0,5 GW. Herved bliver trækket på den statslige støtte i den samfundsøkonomiske analyse mindre end det maksimale politiske driftsstøttebidrag.

Følsomheder

Resultaterne fra følsomhedsanalyserne fremgår af Figur 4 og viser samfundsøkonomiske nettonutidsgevinster mellem -6,1 mia. kr. og 18,3 mia. kr. Det er særligt forudsætningsændringer, der medfører lav brinteksport til Tyskland, som resulterer i negative og lavere samfundsøkonomiske resultater end basisresultatet på 6,4 mia. kr. Det er særligt gældende ved en reduceret tysk betalingsvillighed¹³, hvilket medfører, at der eksporteres væsentligt mindre brint i 7-tallet. Alle resultater er dog afhængige af, at den danske brintinfrastruktur forbindes med aftagere i Tyskland. Der er ikke undersøgt et scenarie, hvor det ikke er muligt at benytte brintinfrastrukturen til eksport.

¹¹ De samfundsøkonomiske analyser er baseret på en antagelse om en transportomkostning på 60 kr./MWh (8 EUR/MWh). Niveaue af transportomkostningen er baseret på en gennemsnitlig transportomkostning fra Energinets feasibility studie, der var den bedst tilgængelige viden ved udarbejdelsen af de samfundsøkonomiske analyser.

¹² Der er indregnet en scrapværdi af anlægsomkostningerne og fyldningsgassen efter endt levetid, som er indeholdt i posten for anlægsomkostninger.

¹³ Den faste tyske betalingsvillighed er i denne følsomhed: 399, 369 og 353 kr./MWh i 2030, 2040 og 2050.

SAMFUNDSØKONOMISKE ELEMENTER
(Nutidsværdi, mia. kr. 2025-priser, markedspriser)

7-TALLET

Samfundsøkonomiske gevinster	
- Producentoverskud (brint)	11,2
- Forbrugeroverskud (brint)	-2,5
- Producentoverskud (el)	14,0
- Forbrugeroverskud (el)	-7,7
- Flaskehalsindtægter (el)	-0,6
Samfundsøkonomiske gevinster i alt	14,4
Samfundsøkonomiske omkostninger	
- Anlægsomkostninger ¹²	5,0
- Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger	1,9
- Statsligt driftstilskud	1,1
Samfundsøkonomiske omkostninger i alt	8,0
Samfundsøkonomiske nettonutidsgevinster	6,4

Tabel 4: Samfundsøkonomisk basisresultat for 7-tallet. Alle effekter er oplyst som nettoproducent- og forbrugeroverskud, hvori tilslutningsomkostninger og investeringsomkostninger er fratrukket producentoverskuddet.

Udover den tyske betalingsvillighed er det i et vist omfang også dansk efterspørgsel efter transportkapacitet og omfanget af havvind, der er vigtige for den samfundsøkonomiske gevinst.

I en situation, hvor der fra dansk side ikke er en særlig efterspørgsel efter transportkapacitet, vil det medføre et reduceret samfundsøkonomisk resultat. Hvis der fx alene efterspørges minimumsbookingkravet på 0,5 GW, bliver det samfundsøkonomiske resultat -5,5 mia. kr. ved en transportomkostning på 71 kr./MWh. Efterspørges 1,1 GW, der afspejler den modne produktionskapacitet fra Energinets markedsdialog fra foråret 2024, bliver det samfundsøkonomiske resultat 4,8 mia. kr. En højere transportomkostning vil ligeledes reducere dette resultat i et mindre omfang. Der skal være 1,1 GW transportefterspørgsel i minimum 20 år for at opnå et positivt samfundsøkonomisk resultat. I disse følsomheder med punktnedslag på kapaciteten antages det danske brintforbrug at udeblive.

Hvis mængden af havvindkapacitet i Danmark er begrænset, så der på lang sigt kun er 4,3 GW havvind, bliver Danmark nettoimportører af el, og det samfundsøkonomiske resultat reduceres til 1,7 mia. kr. Det er således en forudsætning, at der kommer yderligere havvind for at opnå en vis samfundsøkonomisk gevinst.

Det er særligt en større eksportkapacitet og et mere fleksibelt aftag af brint, der øger den samfundsøkonomiske værdi af 7-tallet i forhold til basisresultatet. En større eksportkapacitet kan opnås, hvis den konverterede ledning

drives ved højere tryk, hvorved transportkapaciteten kan øges. Ved at øge eksportkapaciteten kan der potentielt komme øgede investeringer i elektrolyse og sol som følge af en større dansk brinteksport. I analysen ændres eksportkapaciteten fra 2 til 5 GW.

Ved fleksibelt forbrug af brint opnås en større grad af samtidighed mellem produktion og forbrug af brint. Dertil øges muligheden for at udnytte fluktuerende elpriser. Den samfundsøkonomiske værdi øges, når det danske brintforbrug enten aftager fleksibelt eller udebliver.

Forsinkelse

Det er ikke muligt med dette analyse-design at vurdere eventuelle konsekvenser af en forsinkelse af brintinfrastrukturen. Brugen af infrastrukturen de første år er begrænset, hvilket kunne pege på et begrænset samfundsøkonomisk tab ved forsinkelser. Denne betragtning tager dog ikke højde for eventuelle effekter fra first-movers, hvor udenlandske aktører tilsluttes det tyske brintmarked før de danske aktører.

Videre udbygning

Hvis brintinfrastrukturen på længere sigt udbygges til Fredericia og et brintlager i Lille Torup, vil der potentielt være yderligere samfundsøkonomisk gevinst med de nuværende forudsætninger om bl.a. transportomkostning og fast dansk brintforbrug. Det er særligt den øgede fleksibilitet i form af adgang til et brintlager og linepack fleksibilitet, der øger den samfundsøkonomiske værdi.

Potentielle besparelser på systemydelser

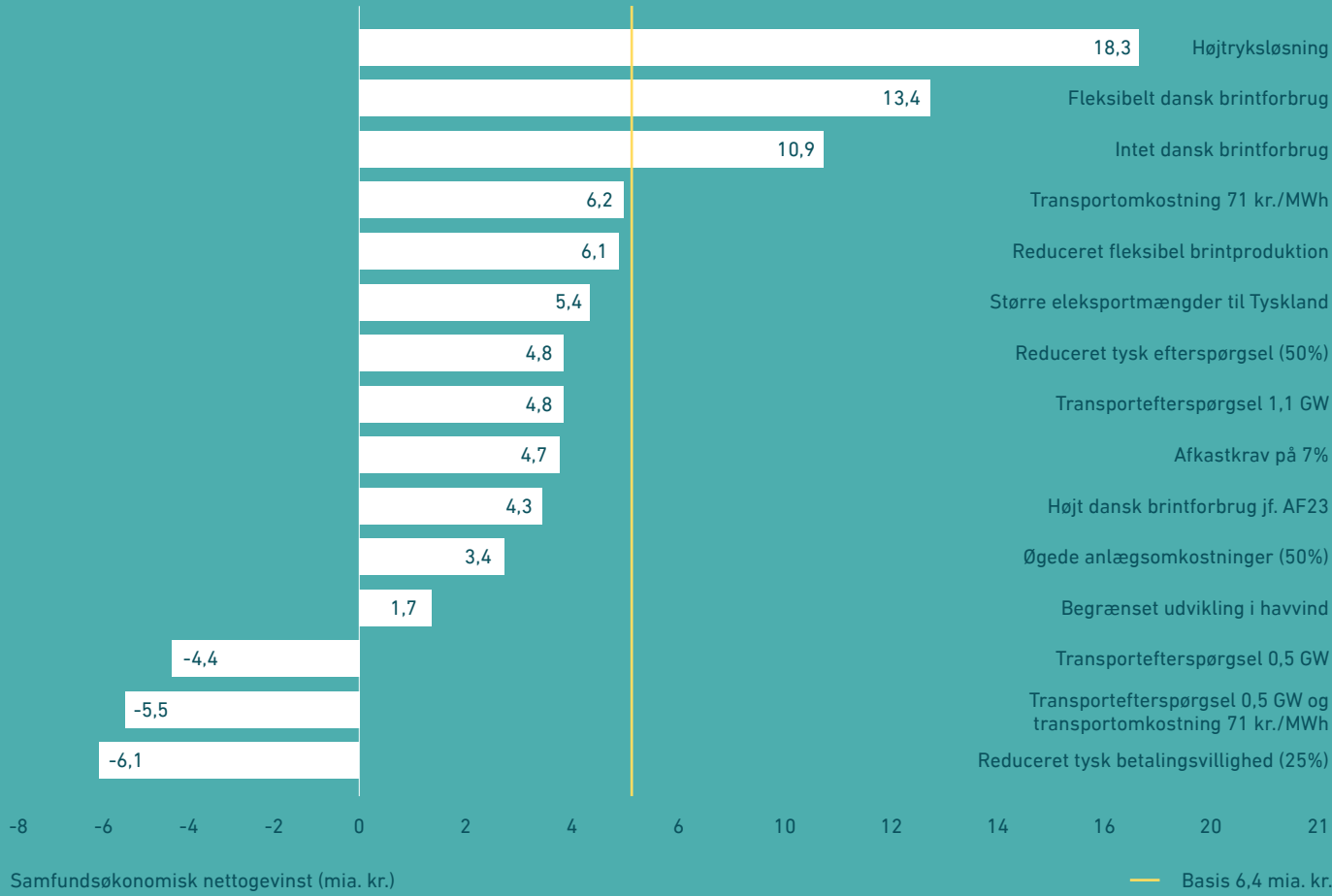
Adgangen til en brintinfrastruktur og derigennem linepack fleksibilitet forventes at understøtte elektrolyseanlæggenes mulighed for at agere som fleksible forbrugere i elmarkedet. Elektrolyseanlæggene forventes at kunne regulere deres elforbrug og samtidig imødekomme deres brintleverancer ved at gøre brug af linepack i brintledningen og dermed oplagre brint i infrastrukturen.

En videre udbygning af brintinfrastrukturen samt tilslutning til brintlagre, fx i Lille Torup, vil forventeligt yderligere øge elektrolyseanlæggenes mulighed for at agere fleksibelt.

Elektrolyseanlæg med fleksibel drift forventes at have et positivt bidrag på den danske samfundsøkonomi. Det skyldes, at elektrolyseanlæggene kan bidrage til at øge likviditeten på systemydelsesmarkederne og dermed holde omkostningsniveauet mere stabilt på trods af et øget behov for balancering som følge af voksende VE produktion, og fordi nedlukning af VE produktion ved spidsbelastning af nettet i højere grad kan undgås.

Opsummering af samfundsøkonomiske resultater

7-tallet forventes at give en samfundsøkonomisk nettonutidsgevinst mellem -6,1 og 18,3 mia. kr. over en 30-årig periode, hvor basisresultatet indikerer en samfundsøkonomisk nettonutidsgevinst på 6,4 mia. kr. Den samfundsøkonomiske gevinst kan tilskrives både brintinfrastrukturen samt afledte investeringer i VE-, elektrolyse og lagerkapacitet.



Figur 4: Samfundsøkonomisk resultat ved analyser af følsomheder på basisforudsætninger. Basisresultatet er indsat med den lodrette streg til sammenligning.¹⁴

¹⁴ Produktions- og lagringskapaciteter kan være forskellig på tværs følsomhederne, hvorved der ikke kan laves en direkte alt-andet-lige sammenligning mellem ændret forudsætning og basisresultatet med den gule lodrette streg.

For at opnå et positivt samfundsøkonomisk resultat er det dog en forudsætning, at danske brintproducenter kan afsætte brint i Tyskland, og at den tyske betalingsvillighed ikke bliver for lav. Derudover skal de transporterede brintmængder overstige bookingkravets 0,5 GW. Derudover vil det have negativ betydning, hvis udviklingen i havvindkapacitet i Danmark er begrænset. Hvis der på lang sigt kun er 4,3 GW havvind, bliver Danmark nettoimportør af el, og det samfundsøkonomiske resultat bliver omkring 1,7 mia. kr. Det er således en forudsætning, at der kommer yderligere havvind for at opnå en vis samfundsøkonomisk gevinst.

Alle de samfundsøkonomiske resultater er betinget af, at de identificerede afledte investeringer i VE-, elektrolyse og lagerkapacitet foretages som forventet samt, at der ydes statslig driftsstøtte til at holde brugernes transportomkostning inden for den forventede betalingsvillighed. Dermed skabes incitament til brug af brintinfrastrukturen – også i et opstartsmarked.

Samfundsøkonomiske resultater baseret på fastlåste forudsætninger fra AF23

Energinets samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger opgøres traditionelt ved at analysere på forudsætninger, der er fastlåste uanset, om der er investeret i energiinfrastruktur eller ej. Denne metode giver en god indikation af den samfundsøkonomiske effekt, når en investering ikke har systemændrende påvirkning på energisystemet.

Samfundsøkonomiske analyser baseret på fastlåste forudsætninger fra på

AF23 viser et samfundsøkonomisk basisresultat for 7-tallet på 31,5 mia. kr. Den høje værdi skyldes primært, at der i energisystemet uden brintinfrastruktur som udgangspunkt er etableret VE- og elektrolysekapaciteter, der ikke har en rentabel drift, og som derfor vil få en væsentlig gevinst som følge af mere effektiv drift, når der er adgang til brintinfrastruktur. Følsomhedsanalyser viser et udfaldsrum på mellem 19,8 og 58,6 mia. kr. Yderligere detaljer kan findes i Appendiks: Samfundsøkonomi -fastlåste AF23 forudsætninger.

5.3. Selskabsøkonomi

Den selskabsøkonomiske analyse fokuserer på projektkøkonomien for brintinvesteringen i Energinet Brint A/S, og rammerne er politisk fastlagt i 2. politiske delaftale [Økonomisk rammevilkår for brintinfrastruktur](#) fra 4. april 2024 og i aftalen [Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet](#) fra 6. februar 2025. Energinet Brint A/S er som udgangspunkt underlagt indtægtsrammeregulering, hvor indtægtssiden fastlægges på basis af de årlige afskrivninger, drift- og regulatorisk fastlagte kapitalomkostninger.

Indtægtsrammeregulering og driftsstøttemidler

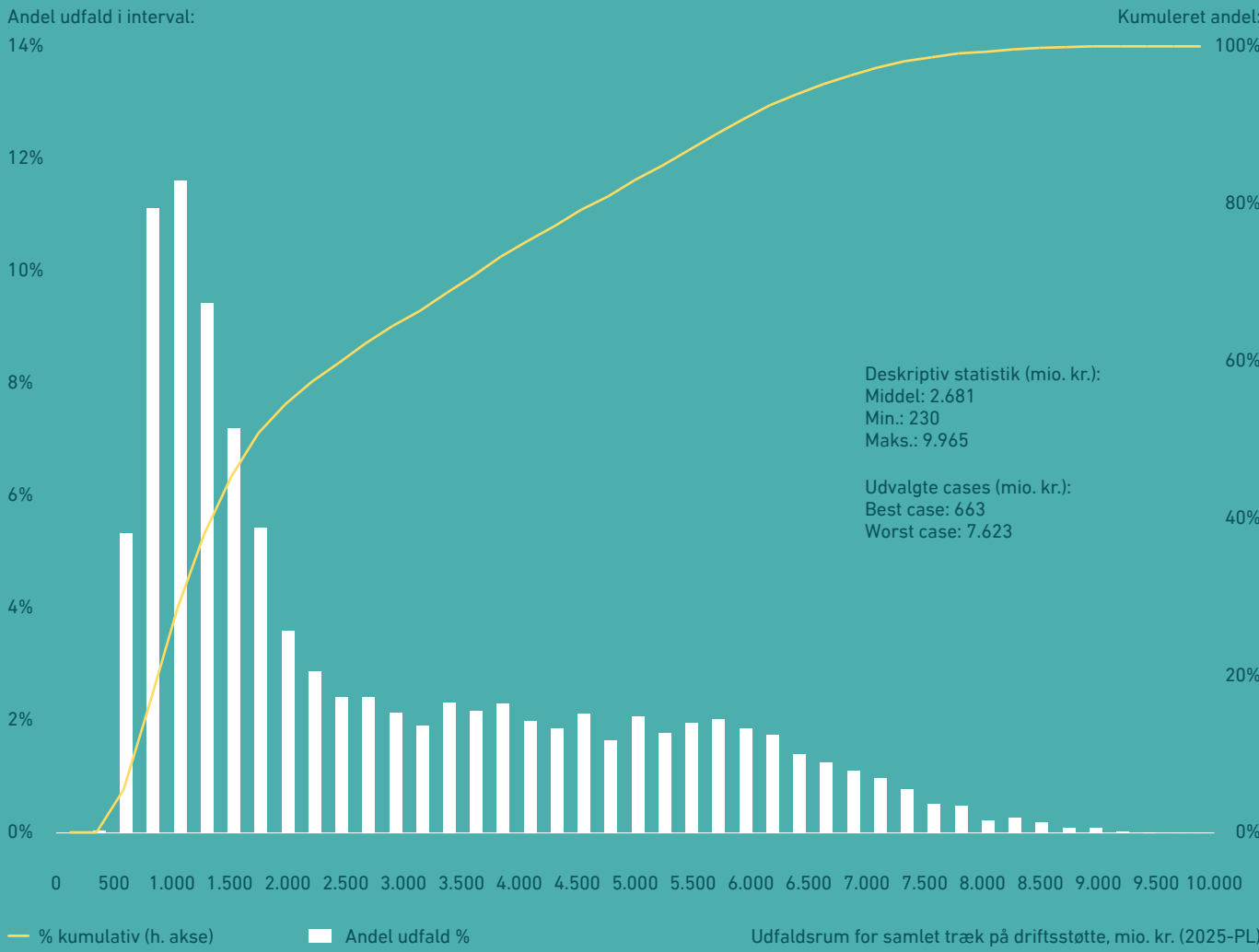
Brinttransport er i modsætning til el- og gastransport under opbygning og kendetegnet ved store initiale kapitalomkostninger og beskedne transportmængder, der med en klassisk indtægtsrammeregulering resulterer i ekstremt høje transporttariffer. For at modvirke dette har man iht. EU's seneste brint- og gasdirektiv givet mulighed for, at omkostningsdækningen kan udjævnes over 30 år via en

opstartsindtægtsrammeregulering (OIR-regulering) frem for årligt, så der opnås en mere jævn tarifudvikling, der understøtter markedsudviklingen.

I tillæg til OIR-reguleringen er der iht. den politiske aftale af den 6. februar 2025 afsat op til 10,6 mia. kr. (2025-PL) til statslige driftsstøttemidler. Driftsstøtten skal sikre brintselskabets årlige indtægter ved at dække den forskel, der er mellem de regulatoriske indtægter¹⁵ og de forventeligt lavere indtægter, der opnås ved et tarifniveau, som ligger inden for brugernes betalingsvillighed.

Statsstøttepuljen er som led i den politiske aftale dimensioneret efter et worst case mængdescenarie med 0,5 GW kapacitetssalg gennem 30 år. Hvis der i løbet af 7-tallets levetid bliver solgt mere kapacitet, vil trækket på statsstøttepuljen blive mindre, og statens samlede udgifter reduceres. Monte Carlo-simulerede beregninger viser, at der under alle omstændigheder vil være behov for en vis statsstøtte i de første år, hvor mængderne er små. Af Figur 5 fremgår at den gennemsnitlige forventede driftsstøtte udgør 2,7 mia. kr. (2025-PL), og ca. 54 pct. af simuleringerne indebærer et støttetæk på under 2 mia. kr. (2025-PL).

¹⁵ De regulatoriske indtægter er givet af Indtægtsrammen, svarende til brintselskabets omkostninger.



Figur 5: Beregning af trækket på statsstøtten med Monte Carlo simuleringer af anlægs- summen (CAPEX) og mængdeudviklingen som centrale varierende input variable.

Den statslige, specifikke udmøntning af driftsstøtten udestår, hvorfor modelimplementeringen i Energinets beregninger er baseret på Energinets tolkning af den politiske aftale. Denne er for nuværende baseret på følgende antagelser:

- Den maksimale, årlige udbetaling er 353 mio. kr. (2025-PL), der årligt PL-reguleres
- Driftsstøtten udfases i takt med et stigende kapacitetssalg, så driftsstøtten bliver nul, når den samlede solgte kapacitet er større end 1,3 GW
- Da driftsstøtten har til formål at undgå meget høje transportomkostninger ved lav efterspørgsel på brintransport, udbetales der driftsstøtte svarende til prisen på ikke solgt kapacitet op til 1,3 GW dog maksimalt 353 mio. kr. (2025-PL) pr. år. Derved vil transportomkostningen med driftsstøtte for alle kapaciteter mellem 0,5 GW og 1,3 GW svare til den transportomkostning, der ville gælde ved 1,3 GW
- Grænsen på 1,3 GW er sat så den beregnede, gennemsnitlige transportomkostning med driftsstøtte bliver 71 kr./MWh¹⁶ ved solgt kapacitet mellem 0,5 GW og 1,3 GW. 71 kr./MWh ligger inden for Energinets vurderede betalingsvillighed. Ved solgt kapacitet over 1,3 GW vil transportomkostningen falde, hvis forudsætningerne i øvrigt er uændrede, og der vil ikke være mulighed for at trække på driftsstøttepuljen.

Foruden driftsstøttepuljen forpligter den politiske aftale også staten til at dække Energinets mellemfinansie-

ring på op til 0,1 mia. kr. frem mod § 4-godkendelse forventeligt i sommeren 2025 samt potentielt strandede omkostninger op til 0,4 mia.kr, hvis brintprojektet lukkes ned som følge af en politisk beslutning i tilfældet af utilstrækkeligt kapacitetssalg. Hvis projektet mod forventning skulle lukke ned efter et succesfuldt kapacitetssalg fx som følge af en manglede konstruktionsaftale med Gasunie Deutschland eller annullering af indgåede kapacitetskontrakter, pådrager Energinet sig det fulde økonomiske tab (forventeligt 1,5 mia. kr. ved FID).

Med statens driftsstøttepulje og termineringsdækning får brintprojektet en selskabsøkonomisk risikoprofil meget lig den, der kendes fra elprojekter i Energinet Eltransmission A/S. Ved en antaget regulatorisk tilladt forrentningsindtægt før skat på 6 pct. af aktivbasen gennem anlægs- og driftsfasen opnås en forventet nominel intern rente på 4,6 pct.¹⁷ efter skat og 5,7 pct. før skat for brintprojektet.

Ved en lånerente på 3,25 pct. ville Energinets ugearede afkastkrav¹⁸ for et elprojekt med samme profil som brintprojektet være 4,4 pct. før skat¹⁹. Ved et sådant afkastkrav overført til brintprojektet bliver den projektøkonomiske nettonutidsværdi 1,2 mia. kr. før skat. De projektøkonomiske resultater i basis scenariet er opsummeret i Tabel 5.

¹⁶ Prisen er fastlagt med afsæt i Energinets aktuelle omkostningsestimater og øvrige antagelser givet i denne business case.

¹⁷ Den forventede interne rente er målt over de scenarier, hvor idriftsættelse nås (altså uden termineringsscenarier) og hen over en 30-årig driftsperiode. Efter 30 år vil der være en restværdi på 1,3 mia. kr.

¹⁸ Dette er i overensstemmelse med den regulatorisk tilladte forrentning for Energinet Eltransmission A/S.

¹⁹ Diskonteringsrenten på 4,4 pct. afspejler afkastkravet for elprojekter i Energinet Eltransmission A/S og benyttes i den selskabsøkonomiske analyse ud fra en overordnet vurdering af, at risikoen ved brintprojektet isoleret set for Energinet er på niveau med et elprojekt. Efter 30 år vil der være en restværdi på 1,3 mia. kr. i den nyetablerede rørstrækning, som ikke afspejles i resultaterne.

PROJEKTØKONOMI OVER 30-ÅRIG DRIFTSPERIODE

BASIS SCENARIOE	
Forventet nutidsværdi ved 4,4 pct. diskonteringsrente, mia. kr.	
Selskabsøkonomiske indtægter	
- Tarifindtægter	6,9
- Træk på driftsstøtte	2,0
Selskabsøkonomiske indtægter i alt	
Selskabsøkonomiske udgifter	
- Driftsomkostninger	1,8
- Anlægsomkostning, ekskl. byggerenter	5,8
Selskabsøkonomiske udgifter i alt	
Selskabsøkonomisk nettonutidsværdi	

Tabel 5: Projektøkonomi i basis scenariet

Det bemærkes, at Forsyningstilsynets fremtidige afgørelser om tilladt forrentningsindtægt for brintselskabet er helt afgørende for den opgjorte interne rente og nettoutidsværdi. For Energinets selskabsøkonomi isoleret set beror tilstrækkeligheden i det opgjorte afkast fra brintprojektet i meget vid udstrækning på den statslige risikoafdækning. Energinet har fra en ekstern konsulent fået en generel vurdering af et markeds-mæssigt, ugearet afkastkrav for brintprojektet i spændet 9-13 pct. – samlet set for Energinet og Energinets ejer (staten) forventes brintprojektet således ikke at kunne give et markeds-mæssigt afkast, hvilket også er accepteret i den politiske aftale: "Aftalepartierne noterer sig desuden, at modenheden i markedet for nuværende ikke tilsiger, at brintinfrastrukturen kan etableres på markeds-mæssige vilkår".

Transportomkostninger

Driftsstøtten skal holde transportomkostningerne nede og kompensere for manglende kapacitetssalg. Prisrisikoen, der relaterer sig til budgetoverskridelser og/eller stigende renteudgifter, er derimod for nuværende ikke omfattet af driftsstøtte, og brugere skal derfor ifm. brugertilslagsprocessen forholde sig til risikoen for, at transportomkostningerne kan overstige betalingsvilligheden særligt i opstartsfasen, hvor der er et beskedent kapacitetssalg at fordele meromkostningerne ud over.

Markedet for grøn brint er umodent, og der er derfor generel usikkerhed om brugeres betalingsvillighed ift. transportydelse. Den politiske aftale af 6. februar opererer med et sigtepunkt på 71 kr./MWh, hvilket er på niveau med de

nyligt offentliggjorte transporttariffer for det tyske Kernnetz²⁰, der omregnet til sammenlignelige transportomkostninger udgør ca. 75 kr./MWh²¹. Dette kombineret med enslydende tarifestimater gældende for det hollandske marked samt resultatet af en intern Energinet undersøgelse²² indikerer, at brugernes betalingsvillighed må forventes at ligge i intervallet 50-100 kr./MWh.

Figur 6 viser gennem Monte Carlo-simuleringer af både anlægsomkostningen og den fremtidige mængdeudvikling, at transportomkostningerne med 99 pct. sandsynlighed kommer til at ligge under 100 kr./MWh, og at gennemsnittet af simuleringerne er 64 kr./MWh og dermed inden for brugernes forventede betalingsvillighed.

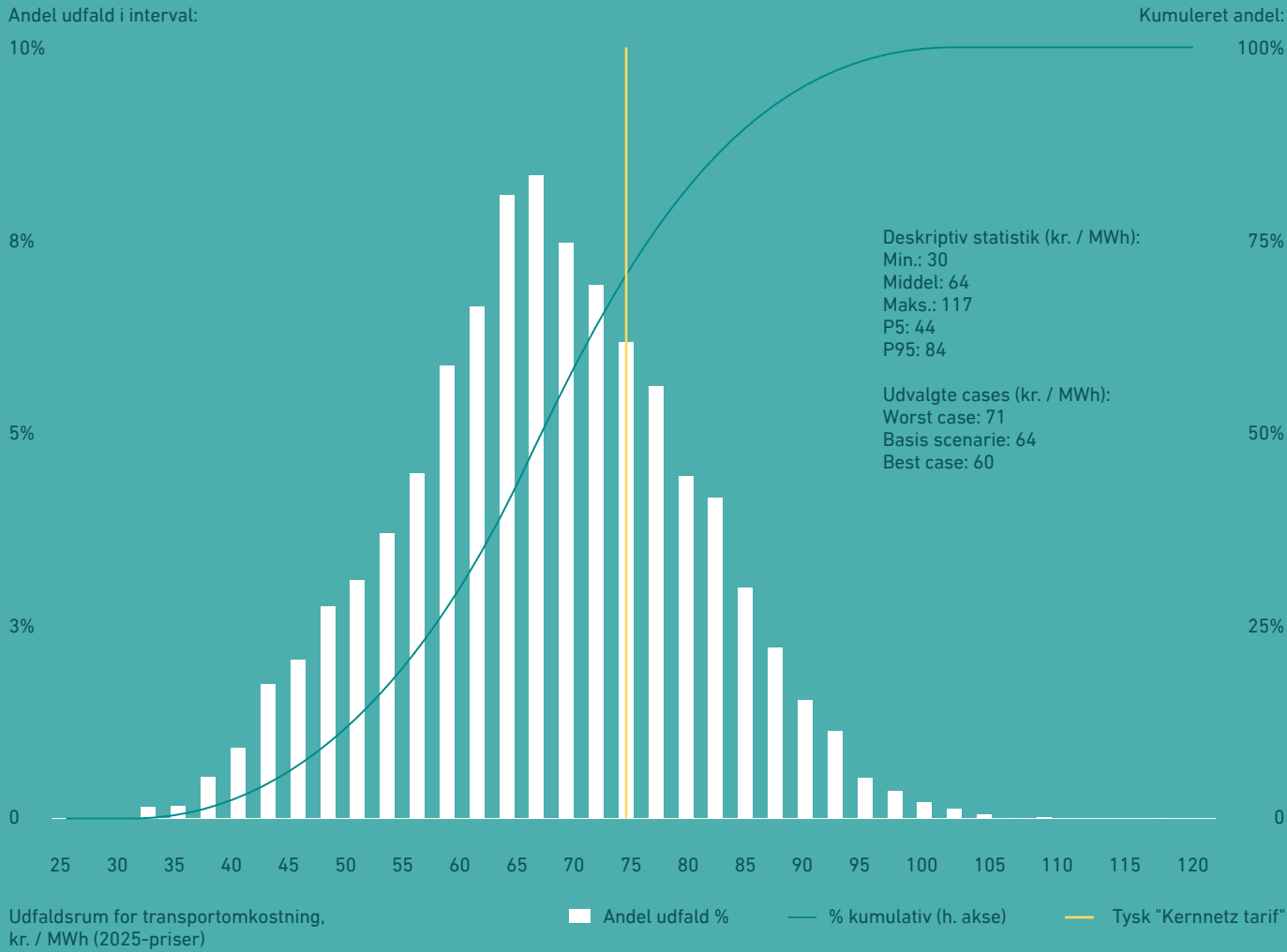
Regulatorisk tilgodehavende

Brintreguleringen er særlig ved, at tarifindtægter udskydes i tid (OIR-regulering) for at hjælpe markedet i gang. På den måde opbygges der igennem de første 15 år et regulatorisk tilgodehavende, som brugerne skal tilbagebetale i de følgende 15 år. Det maksimale regulatoriske tilgodehavende topper ved ca. 1,4-1,9 mia. kr. (2025-priser) i årene 2044 eller 2045 afhængig af, hvilket scenarie for mængdeudviklingen der regnes på. Et milliardstort tilgodehavende vil som udgangspunkt udgøre en økonomisk risiko, men tilbagebetaling er sikret gennem driftsstøtten, der år for år vil lukke de huller, der måtte være mellem tarifindtægterne og indtægtsrammen.

²⁰ Bundesnetzagentur har præsenteret en entry/exit tarif på 25 EUR/kWh/h/a, som regulator betegner "markt-gängig" (markedskonform) Bundesnetzagentur - Startseite - Bundesnetzagentur konsultiert Hochlaufentgelt für Wasserstoff-Kernnetz

²¹ Under antagelse om 5000 fuldlasttimer på et år.

²² Analyse hvor Energinet-medarbejdere samt konsulenter fra EA Energianalyse med brint og markedsindsigt blev bedt om at sandsynlighedsvægte niveauer for betalingsvillighed i år 2050.



Figur 6: Beregning af transportomkostninger med simuleringer af anlægssummen (CAPEX) og mængdeudviklingen som centrale varierende input variable.



Opsummering af resultater

Tabel 6 opsummerer de selskabsøkonomiske resultater i specifikke scenarier for den fremtidige mængdeudvikling.

De konkrete forvaltningsprincipper for driftsstøttepuljen, herunder fastlæggelse af opgørelsesmetode for de årlige udbetalinger, forrentning og mængdescenarier m.v. vil blive afklaret i løbet af 2025. Det er Energinets opfattelse, at selskabsøkonomien, herunder brintsel-skabets risikoeksponering (tabsrisiko), overordnet set er upåvirket af forvaltningsprincippernes endelige udformning, men kan påvirke de resulterende tarifniveauer. Hvis projektet idriftsættes, vurderes statsstøtten på 10,6 mia. kr. (2025-PL) at være tilstrækkelig til, at Energinet forventeligt ikke vil lide tab uanset, om brintprojektet lukkes ned, eller om efterspørgslen efter transportkapacitet forbliver lav svarende til 0,5 GW.

Energinet vil bestræbe sig på sammen med Forsyningstilsynet at skabe mest mulig klarhed om forvaltningsprincipperne frem mod kapacitetssalget i 2026.

5.4. Konsekvenser for metan-systemet

Den ene af de to forbindelser mellem Frøslev og Egtved (FEII) skal fjernes fra metan-systemet medio 2028 og konverteres til brug for transport af brint. Metan-systemet skal således drives med kun én ledning forbundet til Tyskland. Det vil få begrænsede konsekvenser for metan-systemet specifikt hvad angår krav til iltindhold.

Energinet kan med én ledning stadig leve op til EU-kravet om at sikre en to-

vejskapacitet på grænseoverskridende sammenkoblingspunkter, da metangas-sen kan flyde begge veje i den tilbage-værende ledning Frøslev-Egtved I (FEI). Det vurderes samlet, at en begrænsning af metan-kapaciteten på dansk side som følge af en mulig konvertering af FEII til brint ikke har betydning for den danske forsyningssikkerhed.

På tysk side er der også planlagt konvertering af en metanledning til brint. Det betyder, at den fremtidige metan-transport forventes at blive via ledninger med reduceret kapacitet, som har en konsekvens for kapaciteten til og fra Danmark.

SCENARIOE	BESKRIVELSE	TRÆK PÅ DRIFTSSTØTTE	MAKS. REGULATORISK TILGODEHAVENDE	TRANSPORT-OMKOSTNINGER
		mia. kr. (2025-PL)	mia.kr. (2025-priser)	kr./MWh (2025-priser)
WORST CASE	0,5 GW over 30 år	7,6	1,4	71
BASIS SCENARIOE	Gns. MC simulering	2,7	1,8	64
BEST CASE	AF23 fremskrivning	0,7	1,9	60
1,1 GW	Markedsdialog 2024	2,1	1,4	71

²³ De undersøgte scenarier varierer kun mht. fremtidige mængder (ikke CAPEX), og da driftsstøtten mitigerer usikkerheden i transportomkostningen fsva. mængdeudsving, vil udfaldene i transportomkostningen fra forskellige mængdescenarier falde meget tæt.

Tabel 6: Selskabsøkonomiske nøgletal for udvalgte scenarier for mængdeudviklingen²³

Håndtering af krav til iltindhold og reduceret kapacitet

I dag anvendes ledningsdubleringen²⁴ mod Tyskland, så den ene ledning (FEII) eksporterer iltfattig gas fra Nordsøen til Tyskland, mens den anden ledning (FEI) transporterer overskydende iltrig gas fra biogasanlæg i Syd- og Sønderjylland mod forbrug i Danmark, Sverige, Polen og til gaslagrene. Denne anvendelse sikrer, at metangas, der eksporteres fra Danmark, kan overholde de tyske krav til iltindhold. Fjernes FEII fra metan-systemet vil det medføre et behov for at håndtere det tyske krav til lavt iltindhold enten i form af teknisk iltfjernelse eller ved at lempe kravet. Hvis ikke FEII skulle konverteres til brint, ville teknisk iltfjernelse først blive aktuelt, når der ikke længere tilføres fossil gas fra Nordsøen, forventeligt om 20-25 år. De nuværende behov for håndtering af iltindhold på FE strækningen skyldes derfor alene konverteringen af FEII til brint.

Energinet samarbejder med Gasunie Deutschland for at sikre tilstrækkelig kapacitet i metan-systemet og for at håndtere kravet om lavt iltindhold i metangas, der eksporteres fra Danmark til Tyskland. Løsningerne skal være på plads primo 2028, hvor FEII skal udtages af metan-systemet og der arbejdes med to parallelle spor specifikt i forhold til ilthåndtering:

- Etablering af en biometanzone i Nordtyskland, som giver mulighed for at eksportere gas med højere iltindhold end den Tyske standard
- Anlæg til teknisk fjernelse af ilt enten et stort på grænsen eller flere små ved tilbageførelsespunkter i Sønderjylland.

Det forventes, at biometanzonen kan etableres med ingen eller begrænsede udgifter for metan-systemet. Løsningen har været i fælles markedshøring med positive reaktioner. Energinet og Gasunie Deutschland har desuden skrevet et Letter of Intent bl.a. om implementering af denne løsning. Hvis ikke biometanzonen kan etableres, vil der være omkostninger til et iltbehandlingsanlæg og til drift af anlægget, der potentielt kan påvirke købsprisen. Denne risiko er håndteret i brintprojektets risikoanalyse.

Derudover vil der være en risiko for at FEII skal fjernes fra metan-systemet inden iltproblematikken kan være håndteret af hensyn til brintprojektets tidsplan. I dette tilfælde vil der være fokus på etablering af tiltag, der kan fjerne eller minimere påvirkningen på brintprojektets tidsplan fx ved midlertidigt at fjerne metaneksporten til Tyskland.

5.5. Brintforsyningssikkerhed

Gasforsyningsloven er udvidet til også at omfatte brintforsyning og sætter dermed de regulatoriske rammer for brintforsyningssikkerhed. Der er endnu ikke fastsat specifikke regler, der definerer krav til forsyningssikkerhed i et kommende brintsystem.

Energinet vurderer, at der på nuværende tidspunkt ikke bør stilles krav til brintforsyningssikkerhed, da kunderne forventes at være industrikunder, der ikke falder ind under kategorien "beskyttede kunder". Derudover forventes der at være meget begrænset forbrug af brint i Danmark i de første års drift af brintsystemet.

I designet af den valgte infrastruktur-løsning er der derfor ikke indbygget understøttelse af et bestemt forsyningssikkerhedsniveau. Brintmarkedet og brintens rolle i det danske samfund kan ændre sig over tid, og derfor kan der opstå krav til brintforsyningssikkerhed senere.

5.6. Bæredygtighed

Energinet arbejder ud fra principperne i EU's taksonomi og har en bred tilgang til sikring af bæredygtighed i infrastrukturprojekter herunder også brintinfrastruktur. For at sikre muligheden for fremtidig finansiering med grønne obligationer skal projektet påvise, at det er økonomisk bæredygtigt ved at overholde EU-taksonomien. Transmission af brint er underlagt EU-taksonomiens aktivitet "4.14 Transmission og distributionsnetværk for vedvarende og kulstoffattige gasser".

Det fremgår også specifikt af den politiske aftale, at Energinet skal overholde gældende lovgivning om sociale klausuler og tilstræbe at indtænke relevante bæredygtigheds- og miljøhensyn i anlægs- og driftsfase. Brintinfrastrukturprojektet vil derfor blive gennemført i henhold til Energinets bæredygtighedspolitik samt Energinets principper for bæredygtige indkøb og Code of Conduct for leverandører. Målet er at sikre brintprojektets samlede bæredygtighed ved at mindske negative og fremme positive indvirkninger på mennesker, klima og miljø. Der indgår [REDACTED] i budgettet til aktiviteter relateret til opfyldelse af Energinets bæredygtigheds- og klimamålsætninger.



5.6.1. Klimapåvirkning

Brintinfrastrukturen skal bygges i henhold til Energinets klimamål om en 35 pct. reduktion af klimaintensitet (CO₂eq/enhed) ved etablering af energiinfrastruktur i 2030 sammenlignet med en 2023 baseline. Det er Energinets vurdering, baseret på tilbagemeldinger fra leverandører, at størstedelen af leverandørerne kan imødekomme Energinets krav om lavere klimapåvirkning for stålør uden væsentlige omkostninger. Eventuelle yderligere omkostninger som følge af bæredygtighedskrav er på nuværende tidspunkt indregnet i projektets risikopulje.

Ved etablering af 7-tallet forventes emissionerne fra anlægsfasen at være ca. 38.250 ton CO₂eq²⁵. Emissionerne relaterer sig til klimapåvirkningen ved etablering af det nye ca. 45 km lange 36" brintrør mellem Esbjerg og Veerst.

For at få brintsystemet etableret vil der indledningsvist være et behov for at fylde rørledningerne med brint. Brinten forventes overvejende at være grøn og dermed ikke at have en klimapåvirkende effekt.

²⁴ Dobbelt rørforbindelse, hvor den oprindelig rørforbindelse Frøslev-Egtved (FEI) blev suppleret af Frøslev-Egtved II (FEII) i 2013.

²⁵ Reduktionen opnås gennem krav til emissionsfaktoren på stålørret. For nye 36" brintrør vil et reduktionskrav på 35 pct. lede til en klimapåvirkning på ca. 850 ton CO₂eq pr. km.

Brintinfrastrukturens klimapåvirkning i brint-, el- og varmemarkedet indgår i investeringsanalysens samlede samfundsøkonomiske resultat. Analyserne viser, at 7-tallet over en 30-årig periode vil have en ubetydelig klimaeffekt i de danske brint- el- og varmemarkeder. I analyserne anvendes et fast dansk brintforbrug, uanset om der etableres brintinfrastruktur eller ej. Det betyder, at der i begge tilfælde produceres den samme mængde brint til forsyning af det danske forbrug, hvorved der fortrænges den samme CO₂ med og uden brintinfrastruktur. Brintinfrastrukturen medfører således ikke i sig selv en klimaeffekt i Danmark. Energinets analyser viser desuden, at brintinfrastrukturen ikke i et væsentligt omfang påvirker udledninger i elsektoren i Danmark som følge af øget brintproduktion med henblik på eksport.

Dansk produceret grøn brint forventes i høj grad at blive eksporteret til forbrug i Tyskland. Her forventes den grønne brint at være en central faktor i den grønne omstilling af særligt sektorer, hvor direkte elektrificering ikke er praktisk eller økonomisk muligt. En dansk brintinfrastruktur kan dermed understøtte CO₂-besparelser i det europæiske energisystem. Brintinfrastrukturens udenlandske klimapåvirkning afhænger i høj grad af, hvilken energiproduktion der fortrænges i udlandet samt, hvilken energiproduktion der bliver skabt i udlandet som følge af den øgede efterspørgsel efter el i Danmark. Leder en dansk eksport af 207 TWh²⁶ grøn brint fx til fortrængning af en tilsvarende mængde brint produceret på naturgas, vil det resultere i en europæisk CO₂ besparelse på ca. 41 mio. ton

CO₂ over den 30-årige analyseperiode²⁷. Til sammenligning var Danmarks totale CO₂-udledning i 2023 ca. 40 mio. ton CO₂.

Samlet vurderes en dansk brintinfrastruktur at have en negligerbar klimapåvirkning i brint-, el og varme-sektoren i Danmark, hvor påvirkningen særligt vil afhænge af udviklingen i det danske brintforbrug samt forsyningskilden til et øget strømforbrug. En dansk brintinfrastruktur vil forventeligt have en positiv europæisk klimapåvirkning.

5.6.2 Miljøpåvirkning

Den valgte linjeføring fra Esbjerg til Veerst på ca. 45 km er fastlagt på baggrund af dialog med kommuner. I dialogen er placeringen af tilslutningspunkter drøftet under hensyntagen til kommunens vurdering af den langsigtede udvikling af øvrige infrastrukturanlæg og byplanlægning. Forbindelsen mellem Veerst og Frøslev på 88 km sker ved konvertering af den eksisterende metangasforbindelse FEII. Projektets samlede længde er således ca. 133 km. Potentielle miljømæssige arealinteresser for det nyanlagte rør fremgår af Tabel 7.

Brintinfrastrukturprojektet er underlagt lov om miljøvurdering, og Energinet har som bygherre ansvar for at udarbejde miljøkonsekvensvurderinger af anlæggets miljøpåvirkning. Miljøkonsekvensvurderingen skal muligvis suppleres med undersøgelser af grænseoverskridende påvirkninger, da den danske del af projektet skal forbindes med det tyske brintnet ved grænsepunktet ved Frøslev. Denne afklaring foregår hos Energinets miljørådgivere.

Miljøvurderingsprocessen med feltundersøgelser på strækningen mellem Esbjerg og Veerst er igangsat i marts 2025 og forventes afsluttet i maj 2026.

²⁶ Dette svarer til den eksporterede transportmængde i basis scenariet af AF23 over den 30-årige analyseperiode.

²⁷ Antaget at brinten 1:1 erstatter brint produceret fra naturgas uden CCS. Dette er valgt som et forsigtigt bud på mulig størrelsesorden. Naturgas er det fossile brændstof, der har lavest CO₂-emission. Bruges brinten til erstatning af metan i gødning vil effekten være større – bruges brinten til produktion af e-brændstoffer eller plast vil effekten være mindre.

POTENTIELLE MILJØMÆSSIGE AREALINTERESSER KUN FOR NYANLÆG

7-TALLET

Bindingsarealer (Natura 2000, Fredskov, § 3 naturbeskyttede- og kulturarvsarealer, fredede områder, jordforurening og lokalplaner mv.)	Netto areal* 59.940 m2
Infrastrukturkrydsninger (vej og jernbane)	28 stk.
Naturkrydsninger (vandløb og diger)	47 stk.

Tabel 7: Potentielle miljømæssige arealinteresser ved etablering af et nyt brintrør mellem Esbjerg og Veerst.

*"Netto areal" er et udtryk for, at bindinger er optalt under hensyntagen til eventuelle overlap – med andre ord, hvor meget af ledningen ligger under naturarealer.

6. RISIKOANALYSE

Risikoanalysen er baseret på det løbende arbejde i projektet med at identificere, vurdere og mitigere risici i overensstemmelse med Energinets risikopolitik og indgår her med opgørelse pr. 25/4-2025. Brintinfrastrukturen planlægges med et ambitiøst idriftsættelsestidspunkt ultimo 2030 og de risici, der påvirker projektets tidsplan, vægter i samme grad som de økonomiske risici. Risikoanalysen omhandler de risici, der kan indtræffe efter § 4-godkendelse medio 2025 og frem til planlagt idriftsættelse ultimo 2030.

Detaljeret af de politiske rammer i [Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet](#) er på nuværende tidspunkt ikke kendt. Eventuelle negative konsekvenser for tidsplan og økonomi kan lede til en tilretning af risikobilledet. Energinet arbejder for at kortlægge og mitigere konsekvenserne af disse forhold parallelt med og efter godkendelse af denne business case.

De risici, som vurderes at have størst økonomisk og tidsmæssig betydning for projektet, fremgår af risikomatricen i Figur 7. De væsentligste risici er i høj grad af politisk, regulatorisk og strategisk karakter²⁸. Risici forbundet med gennemførelse af et brintprojekt med nye og uprøvede tilgange vægter også højt.

I risikoopgørelsen indgår eventuelle risici forbundet med nedenstående forhold ikke, da disse anses som generelle forudsætninger for projektet:

- Der er brintforbrugere i Tyskland, der ønsker at anvende grøn brint fra Danmark.
- Metangasrøret Frøslev-Egtved II konverteres og anvendes til transport af brint.
- Transaktionen mellem gastransmission og brintransmission i forbindelse med konvertering af FEII til brint er godkendt i Energinet.
- Ansvar for tilslutninger, tilslutningsanlæg og kompression ligger hos de kommende systembrugere og/eller Evida.

I nedenstående tabeller fremgår yderligere detaljer om de væsentligste risici samt de vurderede konsekvenser pr. 25/4-2025.

²⁸ Risici, der har betydning for at projektet kan gennemføres eller har betydning for tidsplan og omkostninger indenfor områder, hvor Energinet ikke har direkte indflydelse.

KONSEKVENS

6: Katastrofal			R118			
5: Kritisk				R206		
4: Alvorlig			R059 R121	R197		
3: Betydelig				R167 R098	R209	
2: Væsentlig						
1: Mindre væsentlig						
	1: ≤1%	2: ≤4%	3: ≤10%	4: ≤20%	5: ≤50%	6: ≤90%

Sandsynlighed (%)

Figur 7: Risikomatrix med risici, der har væsentlige konsekvenser for tid og økonomi. Konsekvenserne er uddybet i nedenstående tabeller.



Politiske og regulatoriske risici

Flere af de væsentlige risici omhandler det arbejde, der leveres af diverse myndigheder samt ny regulering/lov-givning.

Strategiske risici

Da markedet for produktion og forbrug af brint samt etablering af tilhørende brintinfrastruktur er i en opstartsfase, er der flere strategiske risici, der kan have betydning for etablering af en dansk brintinfrastruktur.

Risici relateret til "brint er nyt"

Mange interne arbejdsprocesser i Energinet er under udarbejdelse eller skal udarbejdes. De er uprøvede, idet planlægning og etablering af brintinfrastruktur er nyt. Det betyder, at der kan være uhensigtsmæssigheder, som kan lede til både forsinkelser og fordyrelser.

RISIKOTABEL - POLITISKE RISICI

RISIKO	BESKRIVELSE	MITIGERENDE TILTAG
R059	Forsyningstilsynets (FSTS) rettidige metode-godkendelse, der er en forudsætning for brugertilsgnsprocessen. Risiko udløber Q1/2026	Der afholdes løbende sagsbehandlermøder hver 3. uge mhp. at modtage input og bemærkninger.
R098	Energistyrelsens arbejde med anlægsloven som ny myndighed. Risiko udløber Q1/2028	<i>Der er tæt dialog med ENS om leverancer til anlægsloven, men ENS har endnu ikke meldt en decideret tidsplan ud for, hvilke input de har behov for. Energinet har derfor vanskeligt ved at være proaktive ift. en evt. mitigering af risikoen.</i>
R209	Bekendtgørelse om modstandsdygtighed og beredskab i energisektoren fører til merudgifter til indkøb og implementering af nyt SCADA-system. Risiko udløber Q4/2026	<i>Bekendtgørelsen er trådt i kraft, men den videre fortolkning udestår. Denne fortolkning er en væsentlig del af det mitigerende arbejde som sker i et samarbejde mellem Energi net og Energistyrelsen.</i>

RISIKOTABEL - STRATEGISKE RISICI

RISIKO	BESKRIVELSE	MITIGERENDE TILTAG
R118	Gasunie Deutschland udskyder deres brintprojekt med forbindelse til Danmark. Risiko udløber Q4/2030	Ifm. det igangværende planlægningssamarbejde mellem Energinet og Gasunie er der ugentlige møder om det fælles projekt.
R206	Der oprettes ikke en biometan zone i Nordtyskland til ilthåndtering i metangassystemet, og der skal i stedet bygges et iltfjernelsesanlæg. Risiko udløber Q2/2029	Der er løbende tæt dialog og samarbejde mellem Energinet og Gasunie både hvad angår planlægning af den grænseoverskridende brintinfrastruktur og sikring den fortsatte drift i metangassystemet efter konvertering. Hvis risikoen indtræffer, vil der være fokus på løsninger der ikke får konsekvens for brintprojektets tidsplan.
R197	Der er usikkerhed om tryk ved grænsepunktet, hvilket medfører potentielle ekstra omkostninger til kompression i grænsepunktet. Risiko udløber Q2/2028	Energinet arbejder sammen med Gasunie på at skabe overblik over sammenhængen mellem tryk/flow. Energinet arbejder desuden på at opbygge viden generelt om udviklingen i Schleswig/Holstein for at sikre den stærkest mulige forhandlingsposition.
R121	Ophedet leverandørmarked giver problemer ved indgåelse af kontrakter. Risiko udløber Q3/2027	Der er løbende tæt dialog med såvel kommende brugere af brintinfrastrukturen som leverandører af materiel og entreprenører for at koordinere processer og sikre forventningsafstemninger.

RISIKOTABEL - RISICI RELATERET TIL "BRINT ER NYT"

RISIKO	BESKRIVELSE	MITIGERENDE TILTAG
R167	Utilstrækkelig budgettering af udviklingsomkostninger (forretning) fordyrer driften. Risiko udløber Q4/2030	For at mitigere risikoen arbejder projektet kontinuerligt på at afklare rolleansvaret i projektet.



7. BUDGET, DRIFTSOMKOSTNINGER OG OMKOSTNINGER TIL REETABLERING

7.1. Anlægsbudget

Anlægsbudgettet for Esbjerg-Veerst-Frøslev kan ses i Tabel 8. Budgettet er baseret på, at projektet gennemføres i perioden 2025-2031 og med ambition om idriftsættelse af det nye anlæg ultimo 2030²⁹.

Anlægsbudgettet er opdelt på Nettobudget, Tilslutninger -Anlægstilskud samt et samlet bruttobudget hvor:

- "Nettobudget" er budgettet for den infrastruktur, der skal bygges for at opnå et brinttransmissionssystem fra Esbjerg til Veerst og videre til Frøslev og Tyskland.
- "Tilslutninger – Anlægstilskud" er budgettet for de injektionstationer, som skal bygges for at kunne håndtere indføring af brint i systemet. Dette budget fremgår særskilt, idet omkostninger relateret til tilslutninger skal betales af den enkelte producent jf. 'Bekendtgørelse om tilslutning til det sammenkoblede brintsystem' kapitel 4 § 12. Anlægget forbliver under Energinets ejerskab og håndteres derfor som et anlægstilskud
- "Bruttobudget" er det samlede budget, som en sum af de to ovenstående punkter.

COWI har bistået Energinet med et Front End Engineering Design (FEED) studie, som har bidraget til store dele af budgettet. Dette arbejde er baseret på de bedst sammenlignelige referencepriser i leverandørmarkedet. Derudover indgår også erfaringspriser fra Energinets andre projekter i fastlæggelsen af budgettet. Budgettet er udarbejdet på et tidligt tidspunkt i processen, hvor

designet endnu ikke er modnet, og hvor der endnu ikke er gennemført udbud. Det indstillede budget er derfor forbundet med væsentlige usikkerheder. Ydermere er der ikke tidligere er gennemført lignende projekter i Energinet. Der er heller ikke på verdensplan erfaring med brint i transmissionssystemer. Usikkerheder og risici er yderligt beskrevet i afsnit 8.1.2.

Budgettet er opgjort i faste 2025-priser og indeholder alle forventede eksterne og interne omkostninger til etablering af anlægget. De samlede anlægsomkostninger i faste 2025-priser er 6.944 mio. kr. Omregnet til løbende priser er de samlede anlægsomkostningerne 7.462 mio. kr.

7.1.1. Anlægsbudgettets hovedposter

I dette afsnit uddybes hovedposterne i anlægsbudgettet.

Projektledelse

Budgettet til projektledelse dækker over alle interne timer til den overordnede projektledelse samt den tværgående projektunderstøttelse og er estimeret til ca. [REDACTED]. De største interne poster vedrører tekniske ressourcer til dialog og kvalitetskontrol ift. EPC-M leverandøren på [REDACTED], teknikere og øvrige driftsroller på [REDACTED] til sikring af, at anlægget senere kan driftes sikkert og effektivt, PMO og myndighedsbehandlingsressourcer til understøttelse af projektet vedr. tid, økonomi, risici samt rapporteringer og facilitering på [REDACTED]. Dertil kommer juridiske ressourcer til [REDACTED] og indkøbsressourcer på [REDACTED]. Selve projektledelsen og styregruppen andrager [REDACTED] samt øvrig support

vedr. HSE, bæredygtighed, GIS, BIM & kvalitet på [REDACTED]. Derudover er der estimeret ca. [REDACTED] til forsikringer i projektets anlægsperiode samt [REDACTED] til rejser og konsulentbistand.

EPC-M

Projektet gennemføres i en EPC-M organisation (Engineering, Procurement and Construction Management), hvor en EPC-M leverandør varetager etableringsarbejdet fra start til slut. Dette inkluderer detaljeret design, indkøb og kontrakthåndtering, byggepladsledelse og -tilsyn samt deltagelse i projektledelsen. EPC-M modellen er valgt, da Energinet ikke har erfaring med brint og derfor mangler tekniske kompetencer. Derudover sikrer EPC-M organisationen, at Energinet kan opskalere ressourcerne, hvis der bliver behov som følge af den stramme tidsplan. Budgettet til EPC-M dækker over kontrakten med EPC-M leverandøren. Det samlede beløb er på [REDACTED], hvoraf [REDACTED] vedrører udarbejdelse af detaljeret design, herunder udarbejdelse af det tekniske udbudsmateriale samt et teknisk team, der kan rådføre i etableringsarbejdet. [REDACTED] dækker site management under anlægsarbejdet, og de resterende [REDACTED] dækker EPC-M leverandørens projektledelsesteam, herunder en projektdirektør, som indgår i et integreret projektledelsesteam sammen med ressourcer fra Energinet.

²⁹ Generelt i kapitel 7, er de mindre afvigelser i tabellernes sum-tal som følge af afrundinger.

ANLÆGSBUDGET (2025-PRISER, MIO. KR.)	NETTOBUDGET	TILSLUTNINGER - ANLÆGSTILSKUD	BRUTTO- BUDGET
Projektledelse	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
EPC-M	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Miljø og rettigheder	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Main-line stationer	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Injection/Extraction stationer	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Landledning – Konvertering	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Landledning – Nybyg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Digitalisering, system- og forretningsudvikling	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Basisbudget (ekskl. byggerenter)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Byggerenter	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Basisbudget	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Forventningstillæg (projektlederreserve)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Risikopulje	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Styringsmål	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Unknown reserve (styregruppereserve)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Anlægsbudget	6.454	489	6.944

Tabel 8: Anlægsbudget for 7-tallet der forbinder Esbjerg-Veerst-Frøslev.

Miljø- og rettigheder

Miljø- og rettighedsbudgettet udgør [redacted] og vedrører bl.a. tilvejebringelse af grundlag for tilladelse til etablering af Esbjerg-Veerst-Frøslev, herunder gennemførelse af forundersøgelserne og indhentning af den nødvendige data til dette. Derudover omfatter budgettet ligeledes rettighedserhvervelse for hele strækningen.

Main-line stationer

På grænsen mellem det nybyggede brintrør og konverterede rør etableres en måler- og reguleringsstation til at regulere trykket. Denne station er budgetteret til [redacted] Nær Frøslev, ved grænsen til Tyskland, vil der blive opført en måler- og reguleringsstation, primært til afregningsmåling af det flow, som eksporteres til det tyske brintnet. Denne station er budgetteret til [redacted]

Injektion/Extraction stationer

Injektion/Extraction stationer gør det muligt at føre brint ind i eller ud af systemet. På nuværende tidspunkt har en række aktører vist interesse i at føre brint ind i systemet. Energinet har derfor budgetteret med tre injektion stationer. Det præcise antal nødvendige injektion og/eller extraction stationer i et startsystem kan først fastsættes efter kapacitetssalget i løbet af 2026. Injektion stationerne er budgetteret [redacted] og forventes betalt af brugerne som en tilslutningsbetaling sammen med afledte omkostninger på projektledelse, EPC-M, miljø & rettigheder og byggerenter.

Landedning – konvertering

Mellem Veerst og Frøslev konverteres

det eksisterende 88 km lange metangasrør Frøslev-Egtved II (FEII) til brintrør. Frikøb af metangasrøret Frøslev-Egtved II (FEII) fra Gastransmission er budgetteret til [redacted]³⁰, mens det resterende budget på [redacted] vedrører konverteringsomkostninger herunder etablering af PLR- stationer og fem linjeventilstationer.

Transaktionsprisen tager udgangspunkt i at transaktionen forventes at foregå primo 2028 og baseres derfor på bogførte værdier ultimo 2027 deflateret til faste 2025-priser. Transaktionsprisen er fastsat til summen af værdien af de regulatoriske aktiver ultimo 2027 fratrukket nutidsværdien af reetableringsforpligtelsen tillagt transaktionsomkostninger for Energinet Gastransmission til at forberede og gennemføre transaktionen³¹.

Landedning – nybyg

Mellem Esbjerg og Veerst etableres et nyt brintrør på 45 km. I hver ende af brintrøret er det nødvendigt at etablere en såkaldt Pig Launcher and Receiver (PLR) station, hvorfra man kan afsende og modtage 'grise' til rensning og inspektion af rørledningerne. På strækningen etableres også en linjeventilstation, som kan anvendes til afspærring af gassen i sektioner i tilfælde af reparationsarbejder eller ved brud. Etableringen af den nybyggede strækning beløber sig til [redacted].

Digitalisering, system og forretningsudvikling

Budgettet for digitalisering, system- og forretningsudvikling udgør [redacted] og omfatter IT-understøttelse, udarbejdelse af markedsrammer, herunder

kapacitetssalg, systemdesign, driftsfilosofi og forberedelse af brint som nyt forretningsområde i Energinet.

7.1.2. Usikkerheder, risici og reserver

De samlede reserver (risikopulje, forventningstillæg og unknown reserve) udgør [redacted] af anlægsbudgettet, hvoraf Unknown-reserven udgør [redacted] I det følgende redegøres for usikkerhedsomkostningerne.

Forventningstillæg

Forventningstillægget er baseret på budgettets pris- og mængdeusikkerheder. Generelt er budgettet udarbejdet baseret på et umodent design og på umoden teknologi, idet der på verdensplan ikke er erfaring med brint i transmissionssystemer. Dertil kommer, at markedssituationen er ret usikker i de kommende år, idet branchen forventer stor stigning i efterspørgslen grundet øget interesse for brintsystemer på verdensplan.

De største usikkerheder i projektet fremgår herunder:

- Etableringen af det nye brintrør mellem Esbjerg og Veerst samt konverteringen af det eksisterende metangasrør FEII udgør nogle af budgettets største usikkerheder af ovennævnte generelle grunde. Desuden har råvareprisen på stål de senere år oplevet betydelige udsving, hvilket udgør den væsentligste omkostningsfaktor ved indkøb af selve rørene.
- Omkostninger til injektion/extraction stationer er direkte afledt af antallet af brugere samt deres ønsker til funktionalitet og dimensionering,

USIKKERHEDSOMKOSTNINGER	MIO. KR. 2025-PRISER	% AF ANLÆGSBUDGET
Forventningstillæg	[redacted]	[redacted]
Risikopulje	[redacted]	[redacted]
Unknown reserve	[redacted]	[redacted]
Sum	[redacted]	[redacted]

³⁰ Frikøb af den eksisterende metangasforbindelse Frøslev-Egtved II er budgetlagt med udgangspunkt i bogført værdi på transaktionstidspunktet – denne metodik skal regulatorisk godkendes af forsyningsstilsynet.

³¹ I KL-behandling den 13. marts 2025 fremgik en transaktionspris på [redacted] Denne værdi er baseret på bogførte værdier ultimo 2024.

Tabel 9: Fordeling af usikkerhedsomkostninger i priser og procent for Esbjerg-Veerst-Frøslev.

hvilket først afgøres som en del af brugertilsagnsprocessen i 2026. Derudover er både injektion/extracti-on stationer samt mainline stationer på et designmæssigt meget umodent stadie, hvilket bidrager til en høj grad af usikkerhed.

- Gennemførelse af projektet med en EPC-M organisation, som Energinet har begrænset erfaring med, bidra-ger til usikkerhed omkring omkost-ninger relateret til både EPC-M og projektledelse.
- Brint er et nyt forretningsområde i Energinet. Anlægsbudgettet for digitaliserings-, system- og forret-ningsudvikling er derfor behæftet med usikkerheder om bl.a. omfang og kritikalitet af den nødvendige IT-understøttelse.

Risikopolje

Der er afsat [redacted] i risikopoljen til mitigerende tiltag og til at udbedre risi-ci. Risikopoljen er baseret på projektets risikoanalyse, se kapitel 6. Den største enkeltstående risiko vedrører poten-tiel forsinkelse i forbindelse med den stramme tidsplan og de tilhørende om-kostninger forbundet med at fortsætte anlægsprojektet efter den fastsatte idriftsættelsesdato, som udgør [redacted] af den samlede risikopolje.

Øvrige væsentlige risici med store økonomiske konsekvenser vedrører tekniske forhold relateret til samar-bejdet med Gasunie Deutschland. Her er der fx usikkerhed om, hvorvidt det bliver nødvendigt at opføre et iltfjernel-sesanlæg i metangassystemet som en afledt konsekvens af konverteringen. Omkostningerne til et iltfjernelsesanlæg

vil skulle lægges oven i anskaffelsespri-sen for Frøslev-Egtved II (FEII). En anden usikkerhed omhandler risikoen for, at Energinet skal betale et CAPEX-bidrag til Gasunie Deutschland på skønnet på op til [redacted] for at undgå en trykser-viceaftale (OPEX-omkostning). Slutteligt er der en risiko for, at et overophedet leverandørmarked og utilstrækkelig budgettering resulterer i meromkostnin-ger på hhv. [redacted] og [redacted]

Unknown reserve

Under antagelse af at ikke alle hæn-delser kan identificeres på forhånd, må der forventes at indtræffe ukendte hændelser i et projekt som dette. Erfar-ing fra andre megaprojekter viser, at der er et stort risikoelement i ukendte risici, de såkaldte 'unknown unknowns'. Unknown reserven er fastsat til 16 pct. af styringsmålet baseret på en vurde-ring af nedenstående benchmark:

1. Energinets egen erfaring mht. bud-getafvigelser ved store anlægspro-jekter, der viser en reservestørrelse på 17 pct.
2. Principperne beskrevet i Ny Anlægs-budgettering for vejprojekter (statens principper), der viser en reservestør-relse på 15 pct.
3. Oxford studier vedrørende store energitransmissionsprojekter, der viser en reservestørrelse på 8 pct.
4. P85 fra Monte Carlo simuleringerne af basisbudgettet og risikoregisteret, der viser en reservestørrelse på 19 pct.

Simulering af usikkerheder og risici

Usikkerhederne på anlægsomkostnin-gen er belyst via en Monte Carlo-simule-ring, som tager udgangspunkt i projek-

tets risici og de estimerede usikkerheder på de enkelte budgetposter og tager højde for korrelationer i prisudsving mellem budgetposterne³². Resultaterne fra simuleringerne er vist i Figur 8, hvor middelværdien på 6.944 mio. kr. udgør det samlede anlægsbudget, jf. Tabel 8.

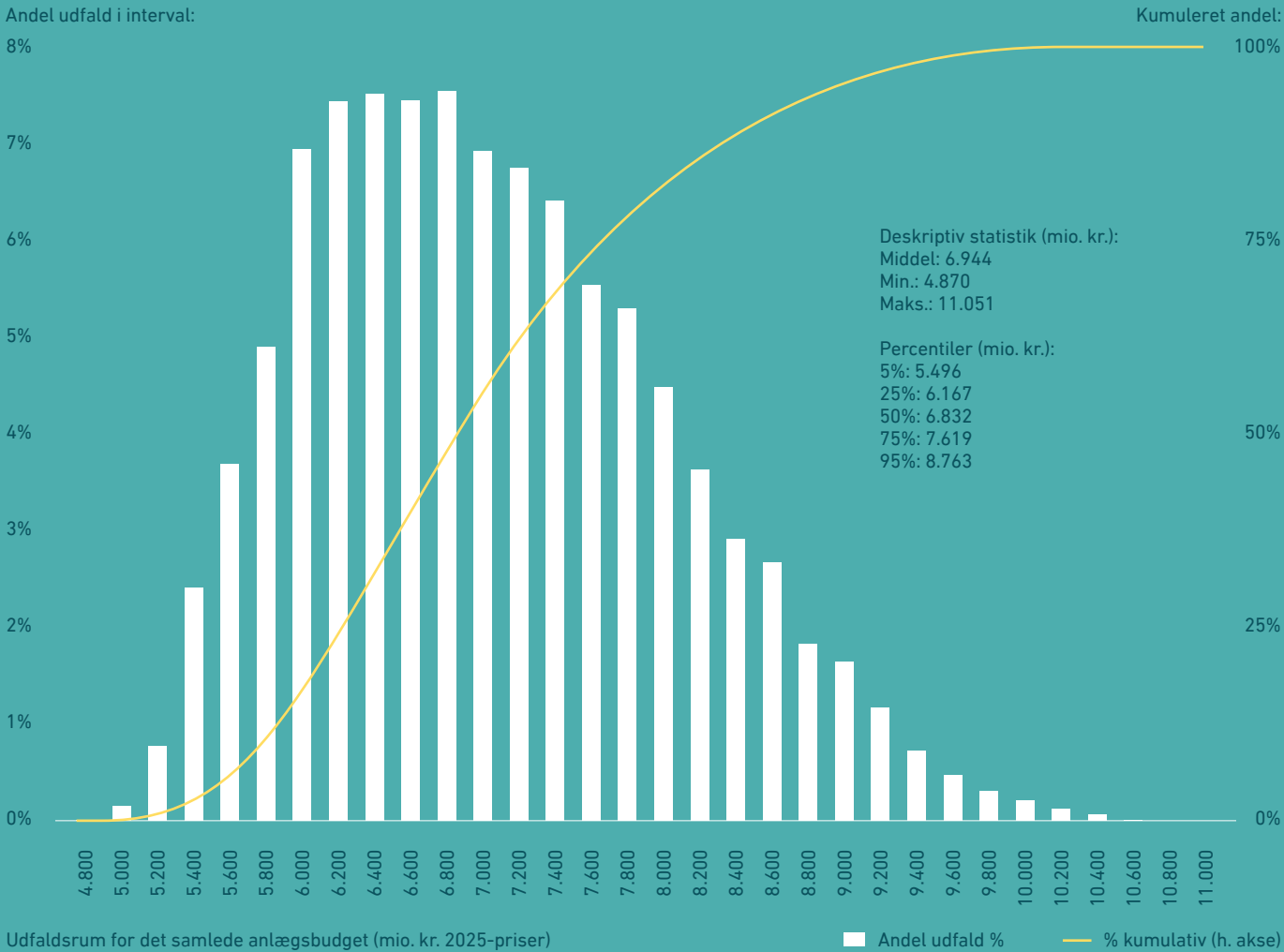
Udtrykt ved et P90 konfidensinterval spænder udfaldene fra 5.496 til 8.763 mio. kr., svarende til et udfaldsrum på henholdsvis -21 pct. og + 26 pct. af middelværdien. Den gennemsnitlige budgetoverskridelse for et udfald i halen (udfald over P95) er 32 pct., og der er derfor tale om et udfaldsrum over risici og budgetusikkerheder, som indeholder betydelig downside risici og, hvor udfald med fordyrelser kan medføre markante budgetoverskridelser ift. middelværdien.

7.2. Afledte driftsomkostninger

Idriftsættelse af ny brintinfrastruktur og opstart af brint som nyt forretnings-område giver anledning til en række nye aktiviteter i Energinet i driftsfasen. Omkostningerne til disse aktiviteter kan grupperes i fire områder:

5. Omkostninger til at drive det nye brintselskab og ledelse af det nye forretningsområde,
6. Omkostninger til drift og vedligehold af den nye brintinfrastruktur,
7. Omkostninger til systemansvar, dvs. til at sikre stabil og effektiv anven-delse af den nye brintinfrastruktur,
8. Omkostninger til IT-understøttelse af disse aktiviteter.

De samlede årlige driftsomkostninger for Esbjerg-Veerst-Frøslev er estimeret til 95 mio. kr. som vist i Tabel 10.



DRIFTSOMKOSTNINGER (2025-PRISER)

MIO. KR.

Selskabsrelaterede opgaver brint

10

Drift og vedligehold brint

10

Systemansvar brint

10

IT-understøttelse brint

10

Driftsomkostninger årligt i alt

95

³² Budgettet for byggerenteomkostninger samt satsen for 'unknown unknowns' er lagt til hver simulering over risici og budgetusikkerhed.

Figur 8: Monte Carlo simulering af det samlede anlægsbudget for Esbjerg-Veerst-Frøslev. Tabel 10: Årlige driftsomkostninger for Esbjerg-Veerst-Frøslev, hovedkategorier.



Omkostninger til selskabsrelaterede opgaver

Drift af det nye selskab og forretningsområde giver anledning til en række nye opgaver, som spænder fra direktion/ledelse, interessevaretagelse og myndighedsbehandling til kommunikation, HR-støtte, økonomistyring og forsikring. De årlige omkostningerne for disse opgaver er estimeret til [redacted] som vist i Tabel 11.

Omkostninger til drift og vedligehold

Med ny brintinfrastruktur følger en række drifts- og vedligeholdsopgaver. Det gælder dels drift og vedligehold og asset support (naboret, dokumentation mv.) og dels overflyvning, patruljering, pigging, håndtering af reservedele, beredskab og risikohåndtering. Omkostningerne for disse opgaver er estimeret til [redacted] som vist i Tabel 12.

Omkostninger til systemansvar

Systemansvarsopgaven for brint spænder fra netplanlægning og udvikling af det nye forretningsområde til overvågning og håndtering af kapacitet, flow og systembalance. Herunder hører også markedsunderstøttelse og interaktion med systembrugere, nabosystemoperatører og markedsaktører i øvrigt samt gaskvalitet, måling og digital forretningsunderstøttelse. De årlige omkostninger for disse opgaver er anslået til [redacted] som vist i Tabel 13.

SELSKABSRELATREDE OPGAVER (2025-PRISER)	MIO. KR.
Direktion og ledelse	[redacted]
Koncernstøtte: fx økonomistyring, HR og kommunikation, afregning og fakturering, SAP og rapporteringsplatform	[redacted]
Øvrige omkostninger: fx myndighedsbehandling, interessevaretagelse og forsikring	[redacted]
Driftsomkostninger årligt i alt	[redacted]
DRIFT OG VEDLIGEhold (2025-PRISER)	MIO. KR.
Asset management og asset support	[redacted]
Drift og vedligehold	[redacted]
Service af Main line-stationer	[redacted]
Øvrige omkostninger til drift og vedligehold: Pigging mv.	[redacted]
Ingeniørunderstøttelse	[redacted]
Beredskab og risikohåndtering	[redacted]
Driftsomkostninger årligt i alt	[redacted]
SYSTEMANSVAR (2025-PRISER)	MIO. KR.
Netplanlægning og forretningsudvikling brint	[redacted]
Markedsdrift og udvikling af markedet for brint	[redacted]
Systemdrift og drift af kontrolcenter brint	[redacted]
Digital forretningsunderstøttelse brint	[redacted]
Driftsomkostninger årligt i alt	[redacted]

Tabel 11: Årlige driftsomkostninger for Esbjerg-Veerst-Frøslev, selskabsrelaterede opgaver.
Tabel 12: Årlige driftsomkostninger for Esbjerg-Veerst-Frøslev, drift og vedligehold.
Tabel 13: Årlige driftsomkostninger for 7-tallet, systemansvar.

Omkostninger til IT-system-understøttelse

Et nyt brintsystem kræver IT-syste-munderstøttelse med henblik på at sikre sikker, robust og tidssvarende drift og vedligehold af den nye brintin-frastruktur og det nye brintsystem. De årlige omkostninger for disse opgaver er estimeret til [redacted] som vist i Tabel 14.

7.3. Omkostninger til reetablering

Energinet er forpligtet til at reetablere de anvendte fysiske arealer efter endt levetid. Omkostninger til reetablering af systemet er baseret på FEED studiets omkostningsestimer. Reetablerings-forpligtelsen, som vedrører både den nybyggede og den konverterede led-ningsstrækning er estimeret til samlet 546 mio. kr. og udgør dermed langt størstedelen af de samlede omkostnin-ger til reetablering, jf. Tabel 15.



SYSTEMUNDERSTØTTELSE (2025-PRISER)

MIO. KR.

Løsningsarkitekt	[redacted]
IT drifts- og vedligeholdelsesansvarlige	[redacted]
Omkostninger til systemer i øvrigt	[redacted]
Driftsomkostninger årligt i alt	[redacted]

OMKOSTNINGER TIL REETABLERING (2025-PRISER)

MIO. KR.

Main-line stationer	[redacted]
Injection/extraction stationer	[redacted]
Landleddning – nybyg	[redacted]
Landleddning – konvertering	[redacted]
Omkostninger til reetablering i alt	546

Tabel 14: Årlige driftsomkostninger for Esbjerg-Veerst-Frøslev, IT-systemunderstøttelse.
Tabel 15: Omkostninger til reetablering for Esbjerg-Veerst-Frøslev, hovedkategorier.



8. TIDSPLAN

Projektet sigter mod idriftsættelse af 7-tallet inden udgangen af 2030. For at kunne overholde denne tidsplan kræves tæt samarbejde med myndigheder, politisk opbakning og fremskyndelse af Energinets kontrakter med eksterne rådgivere og leverandører. Aktiviteter, varigheder og afhængigheder i tidsplanen er drøftet med relevante myndigheder.

Tidsplanen afhænger af to væsentlige leverancer fra Energistyrelsen. Den ene er en projekteringslov, der skal gælde fra 1. januar 2026, og den anden er en anlægslov, som skal gælde fra 1. januar 2028. Disse love forventes at sikre rettidig ekspropriation, arkæologiske undersøgelser og etablering af erstatningsnatur. Energistyrelsen har desuden tilkendegivet, at der kan udarbejdes en hastelovgivning for at sikre, at arkæologiske udgravninger kan gennemføres, før anlægsloven er iværksat, og før miljøvurderingerne er færdige. Derudover er der behov for at Sikkerhedsstyrelsen udbygger lov om sikkerhed for gasanlæg og gasinstallationer (gassikkerhedsloven), så den også omfatter brint, med ikrafttrædelse fra 1. januar 2026. Denne lov er grundlaget for det endelige tekniske design af løsningen. Disse forhold er indarbejdet som forudsætning for fastlæggelse af tidsplanen.

Tidsplanen er desuden betinget af, at relevante metodeanmeldelser godkendes rettidig hos Forsyningsstilsynet. Det drejer sig om metoder vedr. kapacitetssalg, konvertering af Frøslev-Egtved II samt udvikling af en opstartsindtægtsrammeregulering for Energinets brintaktiviteter. Derudover er den

udarbejdet under forudsætning om at anlægsarbejder foregår i perioden april til og med oktober og 5 dage om ugen.

De kritiske aktiviteter forud for idriftsættelse i 2030 er stationsarbejde ved Veerst og Frøslev, som har den længste etableringstid frem mod idriftsættelse og skal igangsættes primo 2028.

De vigtigste milepæle fremgår af Figur 9. Der er et kritisk beslutningspunkt primo 2027 efter afsluttet kapacitetssalg, hvor projektets berettigelse skal bekræftes. Tillige er der et kritisk beslutningspunkt inden FID, hvor kontrakter er modtaget og konstruktionsaftale med Gasunie er på plads for igen at få bekræftet projektets berettigelse.

Der er betydelige usikkerheder og risici forbundet med planlægning og etablering af brintinfrastrukturen, som kan forsinke projektet. Energinet estimerer på nuværende tidspunkt og på baggrund af den nuværende risikolog, at der er ca. 10 pct. sandsynlighed for at idriftsætte før ultimo 2030, mens der er 50 pct. sandsynlighed for idriftsættelse inden maj 2031. De væsentligste usikkerheder og risici med de største konsekvenser for tidsplanen er vejrlig, usikkerheder på aktiviteter varigheder, risiko for nye nationale myndighedskrav til design af løsning og risikoen for at Gasunie Deutschland må udskyde deres brintinfrastrukturprojekt til Danmark.



- Interne milepæle
- Milepæle med ekstern involvering

Figur 9: Projektets milepæle som fastlagt med ambitionen om idriftsættelse ultimo 2030.

9. APPENDIKS: SAMFUNDSØKONOMI – FASTLÅSTE AF23 FORUDSÆTNINGER

9.1. Indledning

I dette appendiks præsenteres metode, forudsætninger og resultater for Energinets traditionelle tilgang til samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger ved investering i energiinfrastruktur.

Den traditionelle tilgang til samfundsøkonomiske analyser anser en investering i energiinfrastruktur som en marginal tilføjelse til energisystemet. Tilgangen anvender forudsætninger om bl.a. vedvarende energi (VE)- og elektrolysekapaciteter, der er er fastlåste og uafhængige af, om der foretages en investering eller ej. Den traditionelle tilgang giver en god indikation af den direkte samfundsøkonomiske værdi af investering i energiinfrastruktur under forudsætning af, at den ikke leder til afledte investeringer i det eksisterende energisystem.

Denne tilgang afviger fra den tilgang, der er beskrevet i business casens afsnit 6.2 om samfundsøkonomiske analyser, hvor der både indregnes en direkte effekt som følge af etablering af en brintinfrastruktur og afledte effekter af potentielle yderligere investeringer i elektrolyse- og VE-produktionskapacitet og lagringsfaciliteter (systemisk tilgang).

Begge tilgange tager udgangspunkt i et nulalternativ uden brintinfrastruktur. I den traditionelle tilgang følger energisystemudviklingen AF23, mens udviklingen i den systemiske tilgang tilpasser sig til en situation, hvor der ikke er brininfrastruktur.

9.2. Forudsætninger

Analyserne er baseret på AF23. Energisystemet i AF23 er designet til at

balancere udbud og efterspørgsel ud fra en forudsætning om, at brintinfrastruktur er tilgængelig. Dette har betydning for antagelser om det forventede forbrug og produktion for både el og brintsystemerne.

I nulalternativet fjernes brintinfrastrukturen, mens resten af forudsætningerne i AF23 holdes konstante. Nulalternativet indeholder bl.a. en stor andel VE- og elektrolysekapacitet, der ikke kan udnyttes optimalt, da der ikke er forbindelse til aftagepunkter i Tyskland.

De vigtigste forudsætninger med betydning for brintinfrastrukturen er udviklingen i brintforbrug samt VE- og elektrolysekapacitet. Disse fremgår af Tabel 16 for 2030, 2040 og 2050.

Sammenlignet med forudsætningerne i nulalternativet for den systemiske tilgang indeholder AF23 en del mere elektrolyse og VE, hvilket i høj grad er drevet af et stort dansk brintforbrug.

Siden AF23 er AF24 udkommet. Af tidsmæssige årsager har det ikke været muligt at anvende disse forudsætninger til denne business case. Forskellene mellem AF23 og AF24 ligger primært i antagelser om det danske brintforbrug, som i AF24 er betydeligt mindre.

9.3. Samfundsøkonomiske resultater

Tabel 17 viser et samfundsøkonomiske basisresultat på 31,2 mia. kr. Sammenlignet med den systemiske tilgang, hvor basisresultatet er 6,4 mia. kr., er det samfundsøkonomiske resultat betydeligt større. En af årsagerne hertil er, at der i nulalternativet er en stor andel

VE- og elektrolysekapacitet, der ikke er økonomisk rentabel, og som reelt set ikke må forventes at kunne realiseres uden brintinfrastruktur. Der opstår således en meget stor samfundsøkonomisk værdiskabelse, når brintinfrastrukturen tilføjes et energisystem, der er optimeret til netop det. Det samfundsøkonomiske resultat af 7-tallet baseret på den traditionelle tilgang skal derfor anvendes med forbehold.

En stor del af den samfundsøkonomiske værdi opstår i samspillet mellem brint- og elmarkedet, og det er særligt producenterne i brint-, el- og varme-markedet, der vinder. Fordelingen af gevinster mellem marked og aktør skal aflæses med forsigtighed, da samme aktører kan indgå i flere markeder som både producent og forbruger. Fx er et elektrolyseanlæg i den samfundsøkonomiske analyse opgjort som en brintproducent, men vil reelt set også være en elforbruger. Effekterne fra varmemarkedet er meget begrænsede.

Det samfundsøkonomiske resultat er afhængig af statsligt driftstilskud for at sikre, at transportomkostningerne ligger inden for brugernes forventede betalingsvillighed³³. Der eksporteres lidt mere i den traditionelle tilgang sammenholdt med basisanalysen i den systemiske tilgang, hvorfor driftsstøttebehovet er lidt mindre.

³³ Der er ligeledes indregnet en transportomkostning på 60 kr./MWh for anvendelsen af brintinfrastrukturen i den traditionelle tilgang.

³⁴ Der er indregnet en scrapværdi af anlægsomkostningerne på fyldningsgasen efter endt levetid, som er indeholdt i posten for anlægsomkostninger.

		2030	2040	2050
Brintforbrug	TWh	7	34,3	63,6
Elektrolyse	GW output	2,1	7,3	12,4
Havvind	GW output	5,4	22,3	29,8
Sol	GW output	20,6	32,2	43,2

SAMFUNDSØKONOMISKE ELEMENTER (Nutidsværdi, mia. kr. 2025-priser, markedspriser)		7-TALLET
Samfundsøkonomiske gevinster		
- Producentoverskud (brint)		69,8
- Forbrugeroverskud (brint)		-51,9
- Producentoverskud (el)		51,9
- Forbrugeroverskud (el)		-19,9
- Flaskehalsindtægter (el)		-10,7
Samfundsøkonomiske gevinster i alt		39,2
Samfundsøkonomiske omkostninger		
- Anlægsomkostninger ³⁴		5,0
- Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger		1,9
- Statsligt driftstilskud		0,8
Samfundsøkonomiske omkostninger i alt		7,7
Samfundsøkonomiske nettoutidsgevinster		31,5

Tabel 16: Det danske brintforbrug samt produktionskapaciteter i Danmark jf. AF23, der indtræffer både med og uden brintinfrastruktur.

Tabel 17: Samfundsøkonomisk basisresultat for 7-tallet. Alle effekter er oplyst som nettoproducent- og forbrugeroverskud, hvori tilslutningsomkostninger fratrukket.

Der er undersøgt en række partielle følsomheder, som fremgår af Figur 10, herunder en følsomhed uden et dansk brintforbrug. Udfaldsrummet er 19,8 - 58,6 mia. kr.

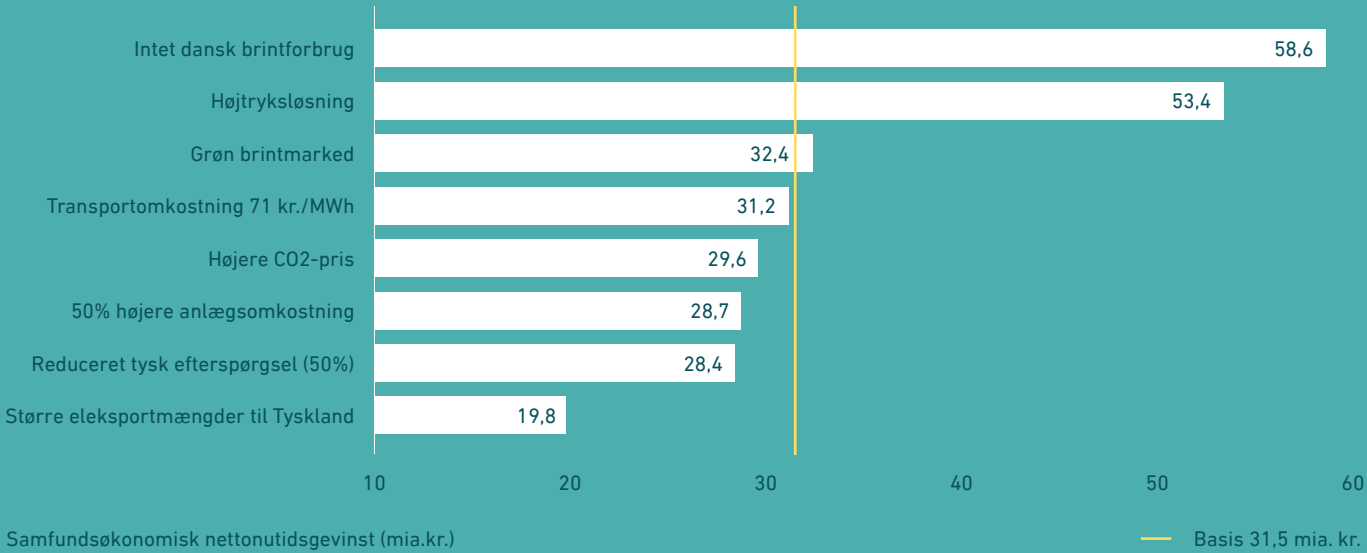
Følsomheder med halveret tysk brintefterspørgsel eller øget konkurrence grundet større el-eksport mod Tyskland vil have en negativ påvirkning på det samfundsøkonomiske resultat.

Omvendt stiger den samfundsøkonomiske værdi af brintinfrastrukturen, når driftstrykket i den konverterede ledning øges, hvilket resulterer i en større brinteksportkapacitet. Yderligere øges fleksibiliteten i brintsystemet ved fjernelse af det faste danske brintforbrug, hvilket ligeledes resulterer i et større samfundsøkonomisk resultat.

Alle resultater er dog afhængige af, at den danske brintinfrastruktur forbindes med aftagere i Tyskland. Der er ikke undersøgt et scenarie, hvor det ikke er muligt at benytte brintinfrastrukturen til eksport.

Sammenlignet med den systemiske tilgang er resultaternes tendenser sammenlignelige, mens niveauet for de samfundsøkonomiske resultater ligger betydeligt højere med den traditionelle tilgang.

Det har ikke været muligt at lave en meningsfuld samfundsøkonomisk analyse med den traditionelle tilgang uden energierne. Uden energier er der ikke nok elproduktionskapacitet til at kunne producere brint til at dække det danske brintforbrug. Dette betyder høje brintpriser, som også slår igennem med høje priser i elmarkedet. Det har været muligt at lave denne analyse i den systemiske tilgang, da kapaciteterne kan variere, og det danske brintforbrug er lavere.



Figur 10: Udvalgte følsomhedsanalyser.³⁵

³⁵ Alle følsomheder i den traditionelle tilgang er partielle følsomheder af enkelte forudsætninger.

BILAG 3: ORDLISTE

Basisanalyse

Den centrale analyse, som er baseret på det bedste bud på fremtiden og konsekvenserne af de belyste alternativer. Udgangspunktet for følsomhedsanalyser.

Business case

En beskrivelse af begrundelserne for projektet og baggrunden for projektets igangsættelse på baggrund af en samfundsøkonomisk analyse.

EPC-M

EPC-M står for Engineering, Procurement, Construction – Management. Det er en kontraktform eller projektmodel, der bruges især i større tekniske og industrielle anlægsprojekter – f.eks. i energi-, infrastruktur- og industrisektoren.

Fluktuerende elpriser

Fluktuerende elpriser betyder, at prisen på elektricitet ændrer sig løbende – ofte fra time til time – i takt med udbud og efterspørgsel på elmarkedet. Det modsatte er faste elpriser, hvor prisen er låst i en periode.

I-stationer

I-stationer står for indsprøjtningstationer (på engelsk: injection stations). Det er tekniske anlæg, hvor brintproducenter kan tilslutte produktionen til det overordnede brintnet.

Linepack- og kavernelager

Linepack er betegnelsen for den mængde gas, der kan lagres midlertidigt i gasrørledningerne ved at ændre trykket. Et kavernelager (eller saltkavernelager) er en stor underjordisk hulrum, skabt i en salthorst ved at udvaske salt med vand. Det kan bruges til langtidslagring af brint.

(L/V) station

L/V står for linjeventilstation. Stationen er en teknisk installation på en gasrørledning, hvor man kan lukke for gassen i en bestemt del af røret. Formålet er at gøre det muligt at isolere og kontrollere gasstrømmen – f.eks. i forbindelse med vedligeholdelse, reparationer eller nødsituationer.

Main-line station

En main-line station er en central teknisk installation på en større brintinfrastruktur, hvor man kan styre og overvåge brintstrømmen gennem et rør. Den svarer til en linjeventilstation i gasnettet og har samme overordnede funktion: at sikre driftssikkerhed, fleksibilitet og beredskab.

Monte Carlo-simulering

Simuleringsmetode, som bruges til at belyse mulige udfald af en uforudsigelig begivenhed eller usikker variabel.

Nulalternativ

Beskriver den forventede situation uden gennemførelse af det analyserede tiltag.

(PLR) station

PLR står for Pig Launcher and Receiver. Stationen er en vigtig teknisk installation på gasrørledninger, som bruges til at sende og modtage såkaldte pigs – specialudstyr, der føres gennem rørene for at udføre forskellige opgaver.

Power-to-X (PtX)

Grøn elektricitet (power) omdannes til noget andet (X). Elektriciteten kan fx omdannes via elektrolyse til brint.

Samfundsøkonomi

Økonomisk analyse af fordele og ulemper for samfundet ved et vilkårligt investeringsprojekt.

Transmission System Operator (TSO)

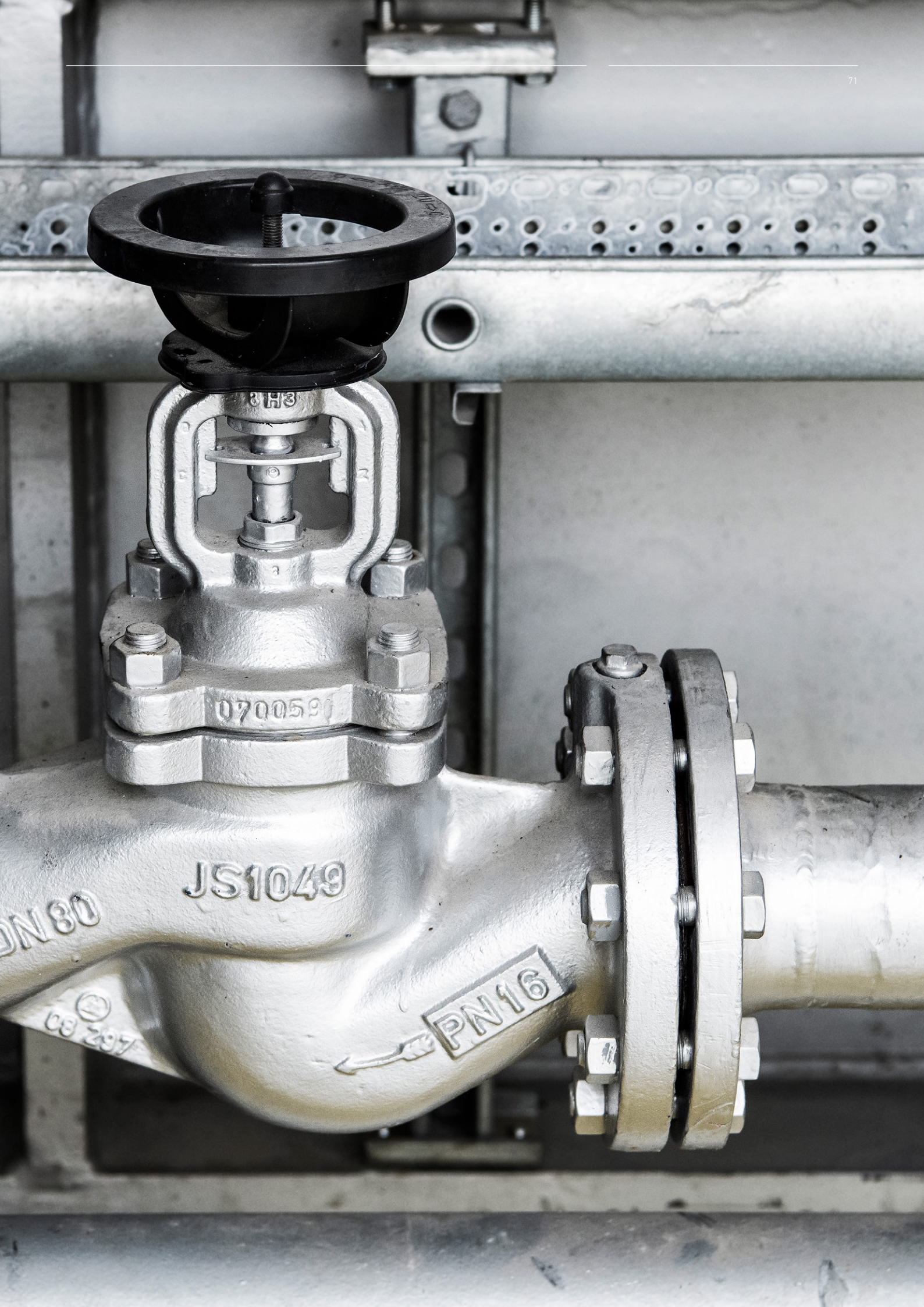
Operatør, som driver og ejer el- og/eller gasnettet.

Transmissionsnet

Det overordnede forsyningsnet for el, metangas og fjernvarme, som kan føre store energimængder over lange afstande.

Vurdering af Virkning på Miljøet (VVM)

Miljøkonsekvensvurdering, der skal gennemføres, inden der kan gives tilladelse til anlægsprojekter.





ENERGINET

Tonne Kjærsvej 65
7000 Fredericia
Tlf. 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk