

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
11. juli 2024

Forfatter:
MYN/SYSA

TARIFERING AF ENERGIØPRODUCENTER TILSLUTTET ENERGIØ BORNHOLM – METODE (REVIDERET JULI 2024)

ENERGINETS TARIFMETODE FOR ENERGIØPRODUCENTER TILSLUTTET ENERGIØ BORNHOLM

I medfør af artikel 18 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning om det indre marked for elektricitet, § 73 og § 73 a, i lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 1248 af 23. oktober 2023, og de ændringer der følger af § 7 i lov nr. 883 af 12. maj 2021, § 4 i lov nr. 923 af 18. maj 2021, § 1 i lov nr. 2605 af 28. december 2021, § 3 i lov nr. 1594 af 28. december 2022 og bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v., fastsættes følgende:

Kapitel 1

Anvendelsesområde og definitioner

§ 1. Denne metode finder anvendelse på Energinets opkrævning af tariffer, herunder tilslutningsbetaling, til dækning af Energinets omkostninger for energiøproducenter, hvis produktionsanlæg tilsluttes på Energiø Bornholm og som kan føde energi ind på energiøen.

Stk. 2. Oversigt over definitioner findes i bilag 1.

Kapitel 2

Betalingslementer for energiøproducenter

§ 2. Energiøproducenter, skal betale følgende til dækning af Energinets omkostninger:

1. tilslutningsbetaling, jf. § 3-10
2. løbende indfødningsstarif, jf. § 13, og
3. balancetarif for produktion i overensstemmelse med den til enhver tid gældende metode herfor, jf. § 13.

Tilslutningsbetaling

§ 3. Omkostninger til følgende anlægselementer indregnes fuldt ud i energiøproducentens tilslutningsbetaling, jf. dog § 10 om EU-støtte og omkostningsdækning ved udenlandsk TSO:

1. HVAC-stationer samt anlæg til tilslutning af energiøproducenten til HVAC-station på energiøer, herunder tilhørende stationsarealer.
2. HVDC-transmissionsstationer samt konvertere på energiøer udelukkende relateret til nettilslutning af energiøproducenten, herunder tilhørende stationsarealer.

Stk. 2. Såfremt der er flere energiøproducenter, der skal tilsluttes energiøen i forbindelse med samme udbudsrunde, fordeles omkostningerne forholdsmæssigt efter den enkelte energiøproducent's del af den samlede indfødningskapacitet.

Stk. 3. *Stk. 2* finder ikke anvendelse i de tilfælde, hvor omkostningerne efter *stk. 1* er specifikt henførbare til den enkelte energiøproducent. I disse tilfælde dækkes omkostningerne af den relevante energiøproducent.

§ 4. Omkostninger til følgende anlægselementer indregnes i energiøproducentens tilslutningsbetaling i overensstemmelse med fordelingsnøglen beskrevet i §§ 5-9, jf. dog § 10 og bilag 3 og 4 om EU-støtte og omkostningsdækning ved udenlandsk TSO:

1. HVDC-brydere placeret på Energiø Bornholm, herunder tilhørende stationsarealer.

2. Transmissionsforbindelser mellem Energiø Bornholm og dansk onshore transmissionsnet i DK2 samt felter og øvrige stationsanlæg specifikt til tilslutning til dansk onshore transmissionsnet i DK2, herunder tilhørende stationsarealer.
3. Transmissionsforbindelser mellem energiøer og udenlandsk onshore transmissionsnet samt felter og øvrige stationsanlæg specifikt til tilslutning til onshore transmissionsnet i udlandet herunder tilhørende stationsarealer.

Stk. 2. Såfremt der er flere energiøproducenter, der skal tilsluttes energiøen i forbindelse med samme udbudsrunde, fordeles omkostningerne forholdsmæssigt efter den enkelte energiøproducents del af den samlede indfødningskapacitet.

Fordelingsnøgle

§ 5. Fordelingsnøglen for omkostningerne beskrevet i § 4 baseres på en opdeling af kapaciteten på energiøens samhandelsforbindelser i tre typer af kapacitet:

1. Kapacitet til ilandføring af strøm, jf. § 6.
2. Kapacitet med mulighed for anvendelse til samhandel, jf. § 7.
3. Kapacitet der ikke kan udnyttes, § 8.

Stk. 2. Beregningen af fordelingsnøglen sker på forhånd for hele koncessionsperioden på baggrund af de nærmere bestemmelser i §§ 6-9, se nærmere i bilag 2 for beskrivelse af metoden og fordelingsnøglen for Energiø Bornholm.

Stk. 3. Hvis Energiø Bornholm udbygges i senere faser, anvendes fordelingsnøglen på hver enkelt fase for sig.

Kapacitet til ilandføring af strøm

§ 6. Energiøproducenten betaler den andel af omkostningerne til kapaciteten på den enkelte forbindelse, der anvendes til ilandføring af strøm fra energiøproducenten.

Stk. 2. Andelen af kapaciteten, der anvendes til ilandføring af strøm, opgøres som den forventede anvendte kapacitet til indfødnings af elproduktion på energiøen delt med den samlede kapacitet på samhandelsforbindelsen.

Kapacitet med mulighed for anvendelse til samhandel

§ 7. Energiøproducenten betaler ikke for den andel af omkostningerne til kapaciteten på den enkelte forbindelse, som det er muligt at udnytte til samhandel, efter at al energiøens indfødnings af elproduktion er ilandført.

Stk. 2. Kapacitet, der kan anvendes til samhandel, er begrænset af, at kapaciteten skal være til rådighed på de samhandelsforbindelser, der handles på.

Stk. 3. Andelen af kapacitet, der anvendes til samhandel, opgøres som kapaciteten til rådighed for samhandel delt med den samlede kapacitet på samhandelsforbindelsen.

Kapacitet der ikke kan udnyttes

§ 8. Omkostninger til kapacitet, der ikke kan udnyttes til samhandel, skal betales af energiøproducenten.

Stk. 2. Andelen af kapacitet, der ikke kan udnyttes, opgøres som den tilbageværende kapacitet, når kapacitet anvendt til henholdsvis ilandføring af havvind og mulig samhandel er opgjort, delt med den samlede kapacitet på samhandelsforbindelsen.

Beregningsmæssige forudsætninger

§ 9. Den forventede indfødningsprofil for energiøproducentens elproduktion og den heraf mulige samhandel bestemmes på timebasis over et år. Energinet beregner den forventede indfødningsprofil ud fra energiøens antagne vindprofil i Energinets markedssimuleringsværktøjer, det forventede antal mulige fuldlasttimer for energiøens havvindproduktion baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023, samt en antaget havvindkapacitet svarende til den udbudte indfødningskapacitet.

Stk. 2. De mulige flowretninger på hver enkelt samhandelsforbindelse vægtes på basis af forventede elpriser på timeniveau fra Energinets elprisfremskrivning baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023 samt det europæiske scenarie Distributed Energy fra ENTSO-Es Ten Year Network Development Plan (TYNDP) fra 2022. I timer med samme elpris fordeles flow lige mellem hver retning.

EU-støtte og omkostningsdækning ved udenlandsk TSO

§ 10. I det omfang Energinet opnår støtte fra EU til etablering af Energiø Bornholm fradrages dette i omkostningsopgørelsen inden tilslutningsbetalingen for energiøproducenten beregnes, jf. nærmere beskrivelse i bilag 3.

Stk. 2. I det omfang en udenlandsk TSO dækker omkostninger til anlæg eller dele af anlæg indgår disse omkostninger ikke i den pulje af omkostninger, der indgår i tilslutningsbetalingen, jf. nærmere beskrivelse i bilag 4.

Elproducenternes betalingsforpligtelse

§ 11. Energinet fastlægger som led i udbudsprocessen en fast pris for tilslutningsbetalingen efter den i stk. 2-5 beskrevne model.

Stk. 2. Den faste pris baseres på omkostningerne beskrevet i §§ 3-10. med tilføjelse af en risikopræmie, der sikrer dækning af Energinets risiko ved anvendelse af en fast pris.

Stk. 3. Den faste pris fastsættes på grundlag af Energinets kendte og forventede omkostninger og markedsprissætning af risikopræmien og denne tilslutningsbetaling fordeles over koncessionsperioden. Se nærmere beskrivelse heraf i bilag 5, 6 og 7.

Stk. 4. Den faste pris fastsættes inden tidspunkt for igangsættelse af udbud for energiøproducenter, og prissætningen sker på baggrund af seneste prognoser for priser, renter m.v.

Stk. 5. Den faste pris vil ved udbuddet være kendt for hvert år i betalingsperioden, men vil forventeligt ikke være identisk for hvert år i betalingsperioden.

Stk. 6. Tilslutningsbetalingen opkræves af Energinet som månedlige rater.

Stk. 7. Tilslutningsbetalingens rater skal af energiøproducenten indbetales senest 30 dage efter fakturaens udsendelse.

Stk. 8. Betales det opkrævede beløb ikke rettidigt, skal der betales renter heraf i medfør af lov om renter og andre forhold ved forsinket betaling.

Betaling ved udvidelse af indfødningsomfang eller ændringer bag tilslutningspunktet

§ 12. Hvis en energiøproducent ønsker at udvide sit indfødningsomfang, og i det omfang det er muligt ift. de betingelser, som udbuddet er vundet på, skal de faktiske omkostninger for de anlægsarbejder, som det giver anledning til på energiøen, betales til Energinet.

Stk. 2. For så vidt angår udvidelser af forbindelserne til onshore transmissionsnet skal fordelingsnøglen, jf. §§ 5-10, anvendes.

Stk. 3. Ved nettilslutning af yderligere anlæg (forbrug, produktion, energilager) bag nettilslutningspunkt for energiøproducentens produktionsanlæg og ved væsentlig ændring af eksisterende anlæg bag nettilslutningspunktet for energiøproducentens produktionsanlæg skal der indgås ny nettilslutningsaftale med Energinet, uden at det aftalte indfødningsomfang samtidig ændres. Fordelingsnøglen for energiøproducentens andel af omkostninger genberegnes også. Hvis den forventede indfødnings fra elproduktion forøges, skal der betales en supplerende tilslutningsbetaling svarende til forøgelsen i omkostninger, som påhviler energiøproducenten.

Løbende indfødningsstarifering

§ 13. Indfødnings af produktion på Energiø Bornholm tariferes efter de til enhver tid gældende metoder for indfødningsstariffer og balancetarif for produktion, fastsat af Energinet og godkendt af Forsyningstilsynet.

Stk. 2. De til enhver tid gældende tariffer kan findes på Energinets hjemmeside www.energinet.dk.

Kapitel 8

Ikrafttræden mv.

§ 14. Metoden træder i kraft, umiddelbart efter at Forsyningstilsynets godkendelse foreligger.

1. Bilag 1 Terminologi og definitioner

1.1 Budområde

»Budområde«: Det største geografiske område, hvor markedsdeltagerne kan udveksle energi uden kapacitetsfordeling, som defineret i artikel 2, stk. 1 nr. 65 i forordning (EU) 2019/943.

1.2 CorRES

»CorRES«: Et værktøj udviklet af DTU, som Energinet bruger til at danne tidsserier for VE-produktionsenheder på specifikke lokationer og i specifikke klimaår (<https://corres.wind-energy.dtu.dk/>).

1.3 Energiø

»Energiø«: En energiø er et tilslutningspunkt, hvor der sker tilslutning af elproduktion på en konstruktion i havet eller på allerede eksisterende ø, der ikke er primær aftager af den pågældende elproduktion, og som tilsluttes onshore transmissionsnet med to eller flere transmissionsforbindelser til forskellige tilslutningspunkter i onshore transmissionsnet og i forskellige budområder.

Energiøen fungerer derved både som tilslutningspunkt for havvind samt som en del af en samhandelsforbindelse imellem forskellige budzoner. Forbindelserne til energiøen får herved karakter af et hybrid anlæg, idet de både tjener som ilandføring af energiproduktionen på energiøen til et eller flere onshore transmissionsnet og samtidig som en samarbejdsforbindelse imellem forskellige budområder.

En eventuel tilslutning til et dansk distributionsnet, medfører ikke, at tilslutningspunktet ikke kan anses som en energiø.

1.4 Energiøproducent

»Energiøproducent«: En fysisk eller juridisk person, der fremstiller elektricitet, fra et produktionsanlæg tilsluttet en energiø.

1.5 Koncessionsperioden

»Koncessionsperioden«: Den periode, som energiøproducenten har vundet ret til i udbuddet til at føde energi ind på energiøen.

1.6 Nettilslutningstidspunkt

»Nettilslutningstidspunkt«: Det tidspunkt, hvor et VE-el produktionsanlæg første gang leverer elektricitet til det kollektive elforsyningsnet, som defineret i § 5, stk. 1, nr. 7 i lov om fremme af vedvarende energi.

1.7 Producent

»Producent«: En fysisk eller juridisk person, der fremstiller elektricitet, som defineret i artikel 2, stk. 1 nr. 56 i forordning (EU) 2019/943.

1.8 Produktion

»Produktion«: Fremstilling af elektricitet, som defineret i artikel 2, stk. 1 nr. 55 i forordning (EU) 2019/943.

1.9 Produktionsanlæg

»Produktionsanlæg«: Et anlæg, der omdanner primær energi til elektrisk energi, og som består af et eller flere produktionsmoduler, der er tilsluttet et net, som defineret i 2, stk. 1 nr. 28 i forordning (EU) 2019/943.

1.10 Samhandelsforbindelser

»Samhandelsforbindelser«: En transmissionslinje der forbinder budområder.

1.11 Transmissionsnet

»Transmissionsnet«: Kollektivt elforsyningsnet, som har til formål at transportere elektricitet fra produktionssteder til et overordnet center i distributionsnettet eller at forbinde det med andre sammenhængende elforsyningsnet, som defineret i § 5, nr. 29 i lov om elforsyning.

1.12 Transmissionsvirksomhed

»Transmissionsvirksomhed«: Virksomhed med bevilling eller elforsyningsvirksomhed, som varetages af Energinet eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet, der driver transmissionsnet, som defineret i § 5, nr. 30 i lov om elforsyning.

BILAG 2: FORDELINGSNØGLE MELLEM ENERGIØPRODUCENTER OG ØVRIGE NETBRUGERE

1. Baggrund

Tarifmetoden for energiøproducenter beskriver blandt andet, at nogle omkostninger i relation til Energinets elinfrastruktur skal deles mellem energiøproducenter (udbudsvindere af havvind) tilkøbet Energiø Bornholm og øvrige netbrugere (elforbrugerne). Omkostningselementerne, som skal deles, udgøres overordnet af samhandelsforbindelsen, der etableres mellem Energiø Bornholm og onshore transmissionsnet i Danmark (forbindelsen til Tyskland dækkes af udenlandsk TSO, jf. bilag 4).

I dette bilag beregnes fordelingsnøglerne på baggrund af metoden for Energiø Bornholm ud fra de nuværende oplysninger omkring dimensionering mv.

2. Metode for beregning af fordelingsnøgle for Energiø Bornholm

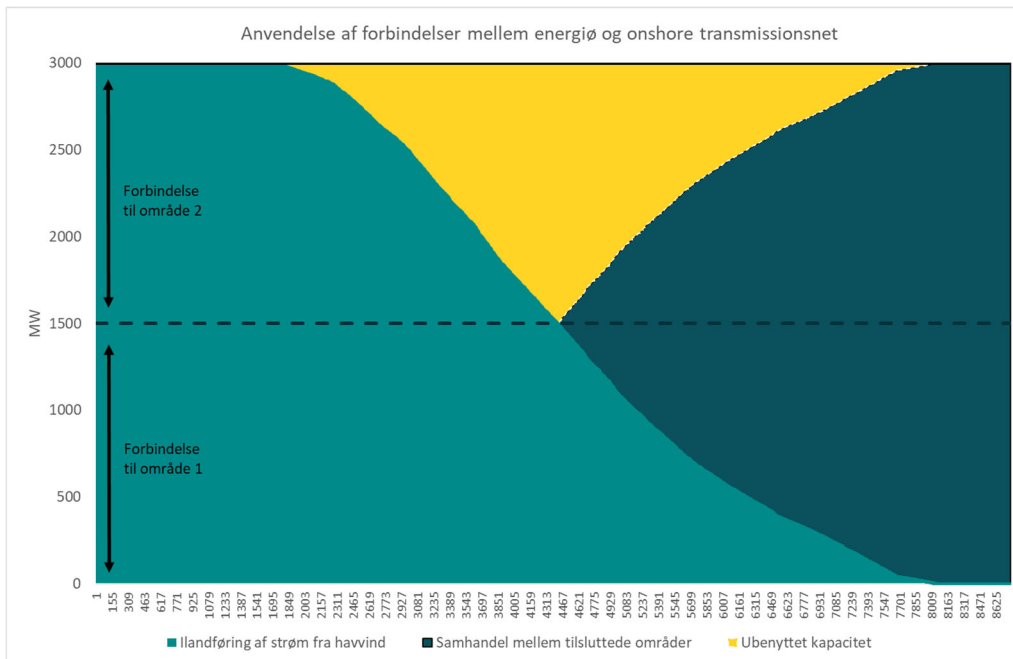
Dette afsnit beskriver nøglen for fordelingen af omkostningerne til de anlægselementer, der er etableret både af hensyn til ilandføringen af energiøproducentens elproduktion og af hensyn til samhandlen mellem budzoner. Det vil sige, at alle de omkostninger, der er beskrevet i § 4, stk. 1, skal fordeles efter nedenstående principper.

Kapaciteten på Energiø Bornholms samhandelsforbindelser kan, jf. § 5, inddeles i tre typer:

- ilandføring af indfødte elproduktion fra energiøproducenten tilkøbet energiøen,
- til samhandel mellem lande tilkøbet energiøen
- og endelig vil der være perioder, hvor noget af kapaciteten på samhandelsforbindelserne ikke kan benyttes, da én af samhandelsforbindelserne er fyldt (ubenyttet kapacitet).

EKSEMPEL

Figur 1 giver et illustrativt eksempel på ovenstående anvendelsesmuligheder baseret på den teoretisk maksimale udnyttelse hen over et år (8.760 timer) på begge samhandelsforbindelser fra energiøen i eksemplet. Figuren illustrerer den teoretiske udnyttelse på de to samhandelsforbindelser hver for sig (adskilt af den stiplede linje) i et scenarie med 3 GW havvind tilkøbet energiøen og samhandelsforbindelser på hver 1,5 GW til henholdsvis område 1 og 2, der repræsenterer hver sit onshore transmissionsnet. Metoden for beregning af anvendelsesmulighedernes andele og deres fordeling beskrives i det følgende.



Figur 1: Anvendelsesmuligheder for samhandelsforbindelser mellem en energiø og onshore transmissionsnet over et år. Sorteret fra størst-til-mindst indfødnings fra vindproduktion (og heraf ilandføring) fra energiøen. Det samlede areal er den mulige anvendelse på begge samhandelsforbindelser, der er opdelt i henholdsvis anvendelse til ilandføring (turkis), anvendelse til samhandel (mørkeblå) og ubenyttet kapacitet (gul). Scenariet tager udgangspunkt i en fast flowretning mod område 1 fra henholdsvis energiø (ilandføring) og område 2 (samhandel).¹

Fordelingsnøgler bestemmes for hver enkelt samhandelsforbindelse for sig. Det er i princippet den relative størrelse af de forskellige farvede områder på hver side af den stiplede linje i figuren, som er bestemmende for fastlæggelsen af fordelingsnøglen.

ENERGIØ BORNHOLM

Energiøproducenten tilkoblet Energiø Bornholm skal betale både for den andel af kapaciteten, der benyttes til ilandføring og den andel af kapaciteten, som ikke kan benyttes. Øvrige netbrugere skal betale for den andel af kapaciteten, der kan anvendes til samhandel.

Såfremt der, jf. § 4, stk. 2, er flere energiøproducenter, hvis anlæg skal tilsluttes energiøen i forbindelse med samme udbudsrunde, fordeles omkostningerne forholdsmæssigt efter den enkelte energiøproducents del af den samlede indfødningskapacitet.

Det fremgår af § 5, stk. 2, at fordelingsnøglen beregnes på forhånd for hele koncessionsperioden på baggrund af de nærmere bestemmelser i §§ 6-9. Disse bestemmelser gennemgås i det følgende.

Det fremgår af § 5, stk. 3, at fordelingsnøglen beregnes for hver enkelt fase for sig. Da det ikke forventes at være fastlagt på forhånd, hvordan eventuelle senere udbygninger af Energiø Bornholm skal ske, er det ikke muligt at inddrage dette i beregningen.

¹ Bemærk figurens illustration tager udgangspunkt i et scenarie med to samhandelsforbindelser med identisk kapacitet (1500 MW) tilkoblet en energiø med 3 GW havvind tilkoblet. I bilag 1 illustreres yderligere scenarier, hvor de to samhandelsforbindelsers kapacitet ikke er identisk. Bemærk, at den samlede mulige samhandelskapacitet imellem de to lande er den mindste af kapaciteterne på de to samhandelsforbindelser, og figuren viser summen af de kapaciteterne på de to samhandelsforbindelser.

2.1 Kapacitet til ilandføring af strøm

Efter metodens § 6 betaler energiøproducenten den andel af omkostningerne til de delte anlægselementer, der svarer til den andel af samhandelsforbindelsernes kapacitet, som anvendes til ilandføring af strøm fra energiøproducentens produktionsanlæg.

Andelen, der anvendes til ilandføring af strøm, opgøres som den forventede kapacitet anvendt til *indfødn*ing af elproduktion på Energiø Bornholm delt med den samlede kapacitet på energiøens samhandelsforbindelser. Den indfødte elproduktion på energiøen baseres på energiøproducentens forventede elproduktion time for time. Udgangspunktet herfor er den forventede årlige vindproduktionsprofil. Afsnit 2.4.1 beskriver de beregningsmæssige forudsætninger. I *Figur 1* er andelen vist som den turkise del "Ilandføring af strøm fra havvind".

2.2 Kapacitet med mulighed for anvendelse til samhandel

Efter metodens § 7 skal energiøproducenten ikke betale for den andel af omkostningerne til de delte anlægselementer, der svarer til den andel af samhandelsforbindelsernes kapacitet, det er muligt at udnytte til samhandel efter, at al energiøens elproduktion er ilandført.

Samhandel kan finde sted, hvis der er overskydende kapacitet på forbindelserne efter, at produceret strøm fra energiøen er ilandført. Kapacitet, der kan anvendes til samhandel, er således begrænset af, at kapaciteten skal være til rådighed på de samhandelsforbindelser, der handles på. I *Figur 1* er andelen vist som den mørkeblå del "Samhandel mellem tilsluttede områder". Andelen af kapacitet, der anvendes til samhandel, opgøres som kapaciteten til rådighed for samhandel delt med den samlede kapacitet på samhandelsforbindelsen.

Når samhandelsforbindelser til/fra energiøen har samme kapacitet, er kapaciteten til rådighed for samhandel uafhængig af, i hvilken retning strømmen ilandføres. Når samhandelsforbindelser til/fra energiøen ikke har samme kapacitet, vil den maksimalt mulige samhandel fås i en situation, hvor energiøens elproduktion altid ilandføres i retningen med størst samhandelskapacitet. Omvendt fås den minimalt mulige samhandel i en situation, hvor energiøens elproduktion altid ilandføres i retningen med mindst samhandelskapacitet. Kapaciteten til samhandel svarer derfor til den ledige kapacitet på den største af samhandelsforbindelserne, efter at al energiøens produktion er ført gennem forbindelsen, dog maksimalt svarende til kapaciteten på den mindste af samhandelsforbindelserne. Se nærmere om flowretningen i afsnit 2.4.2.

Energinet foreslår at lade de øvrige netbrugere afholde omkostninger svarende til den andel af samhandelskapacitet, der er på forbindelserne, uanset om denne kapacitet udnyttes eller ej.

2.3 Kapacitet, der ikke kan udnyttes

Efter metodens § 8 betaler energiøproducenten den andel af omkostningerne til de delte anlægselementer, der svarer til den andel af samhandelsforbindelsernes kapacitet, der ikke kan udnyttes.

Andelen af kapacitet, der ikke kan udnyttes, opgøres som den tilbageværende kapacitet, når kapacitet anvendt til henholdsvis ilandføring af havvind og mulig samhandel er opgjort, delt med den samlede kapacitet på samhandelsforbindelsen. I *Figur 1* er andelen vist som den gule del "Ubenyttet kapacitet".

Kapaciteten på samhandelsforbindelserne, som ikke kan udnyttes til hverken ilandføring eller samhandel, opstår typisk, fordi energiøproducentens indfødning fra elproduktion spærrer for

yderligere samhandel via energiøen². Derfor anses det som rimeligt, at alene energiøproducenten bærer omkostningen til ubenyttet kapacitet.

Hvis samhandelsforbindelserne har symmetrisk (ens) kapacitet vil det altid være energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, som spærrer for yderligere samhandel (se *Figur 1* til illustration).

Ved asymmetrisk kapacitet på samhandelsforbindelserne vil ubenyttet kapacitet til dels være et resultat af energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, og til dels et resultat af, at samhandlen begrænses til maksimalt at tilsvare kapaciteten på den mindste af de to samhandelsforbindelser. Asymmetrisk kapacitet på de forskellige samhandelsforbindelser fra Energiø Bornholm vil sammenlignet med et scenarie med symmetrisk, men tilsvarende samlet kapacitet på samhandelsforbindelserne, øge andelen af ubenyttet kapacitet på forbindelserne totalt set. Andelen af samhandel og ubenyttet kapacitet vil dog påvirkes forskelligt på de forskellige samhandelsforbindelser. Samhandelsforbindelsen med mindst kapacitet vil have en mindre andel ubenyttet kapacitet og en større andel samhandel. Modsat vil samhandelsforbindelsen med størst kapacitet have en større andel af ubenyttet kapacitet og en mindre andel samhandel, da samhandelsforbindelsen med mindst kapacitet i flere tilfælde vil være begrænsende for samhandelspotentialen på den største af forbindelserne. Hvor stor påvirkning asymmetrisk kapacitet på samhandelsforbindelserne vil have for andelen af ubenyttet kapacitet afhænger af størrelsen af asymmetrien. Baseret på det konkrete tilfælde med asymmetrisk kapacitet på samhandelsforbindelserne fra Energiø Bornholm vurderes det rimeligt, at energiøproducenten betaler for andelen af ubenyttet kapacitet. Dette skal ses i lyset af, at fordelingsnøglerne for Energiø Bornholm i praksis kun er relevant for samhandelsforbindelsen med lavest kapacitet (forbindelsen til Sjælland), på hvilken der ikke vil være situationer med ubenyttet kapacitet grundet den anden samhandelsforbindelse med størst kapacitet (forbindelsen til Tyskland).

Overkapacitet på samhandelsforbindelserne sammenlignet med indfødningskapacitet for energiøproducenten vil påvirke fordelingen af anvendelsesmulighederne på samhandelsforbindelserne, men det er fortsat energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, der er årsag til ubenyttet kapacitet. Overkapacitet på samhandelsforbindelserne fra energiøen sammenlignet med energiøproducentens indfødningskapacitet vil ligeledes påvirke andelen af ubenyttet kapacitet. Overkapacitet vil reducere andelen af kapacitet brugt til ilandføring og øge andelen af samhandel på forbindelserne fra energiøen. Dertil vil overkapacitet i udgangspunktet være et resultat af valg af standardstørrelser på samhandelsforbindelserne, hvorfor de ekstra omkostninger for overkapaciteten på samhandelsforbindelserne sandsynligvis vil være marginale. Yderligere vil der fortsat kunne argumenteres for, at det i bund og grund er ilandføring af energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, som spærrer for samhandlen ved overkapacitet. Med baggrund i ovenstående forhold vurderes det rimeligt, at energiøproducenten betaler for ubenyttet kapacitet, selv når der er overkapacitet på samhandelsforbindelserne.

² Konkret opstår situationen, når én af energiøens samhandelsforbindelser er helt eller delvist fyldt op af ilandføring af energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, se det gule område i *Figur 1* til illustration. Hvis den ene samhandelsforbindelse er fyldt helt op af ilandføring af elproduktion fra energiøen, og der samtidig ikke er indfødnings fra elproduktion nok til at fylde den anden samhandelsforbindelse op, kan den resterende kapacitet ikke udnyttes til samhandel (venstre halvdel af *Figur 1*). Når den ene samhandelsforbindelse er fyldt delvist op af ilandføring af energiøproducentens indfødnings fra elproduktion, vil det kun være muligt at samhandle indtil den ene af de to samhandelsforbindelser er fyldt helt op (højre halvdel af *Figur 1*).

2.4 Beregningsmæssige forudsætninger

2.4.1 Indfødningsprofil for energiøproducenten

Den forventede indfødningsprofil på Energiø Bornholm for energiøproducentens elproduktion og den heraf mulige samhandel via energiøen og mellem de til energiøen tilkoblede lande bestemmes på timebasis over et år.

Den forventede indfødningsprofil fra elproduktion på energiøen baseres, jf. § 9, stk. 1, på baggrund af, at der installeres produktionskapacitet for havvind svarende til det udbudte indfødningsomfang.

Den forudsatte mulige produktionsprofil for havvindmøller tilkoblet Energiø Bornholm er baseret på udtræk fra CorRES³, der anvendes i Energinets energisystemsimuleringsværktøjer. Produktionsprofilen er blandt andet baseret på den historisk observerede vindhastighed for energiøens placering. Der tages udgangspunkt i produktionsprofilen for ét år. Der anvendes året 2008, da det anvendes i Energinets analysearbejde som et standard klimaår⁴ for Danmark. Produktionsprofilen er skaleret til det forventede antal fuldlasttimer for energiøens havvindproduktion i *Analyseforudsætninger til Energinet*. Figurer og beregnede fordelingsnøgler i bilag 1 tager udgangspunkt i *Analyseforudsætninger til Energinet 2023*. Heri forudsættes 4.550 fuldlasttimer (MWh/MW) pr. år for havvinden ved Energiø Bornholm.

2.4.2 Flowretning

Der vil være forskel på den mulige samhandel via Energiø Bornholm afhængigt af i hvilken retning energiøproducentens indfødnings fra elproduktion ilandføres, eftersom kapaciteten på de forskellige samhandelsforbindelser fra energiøen er forskellige. Ligeledes er ilandførings-/samhandelsretningen relevant, når fordelingen af kapacitet på de tre typer anvendelse betragtes på hver enkelt samhandelsforbindelse fra energiøen for sig. Dette fremgår også af de præsenterede resultater for Energiø Bornholm nedenfor i afsnit 3.

De to mulige flowretninger på hver enkelt samhandelsforbindelse vægtes ud fra de forventede elpriser, og derved forventet flowretning, i Energinets elprisfremskrivning baseret på Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023⁵ samt det europæiske scenarie Distributed Energy fra ENTSO-Es Ten Year Network Development Plan (TYNDP) fra 2022⁶.

Energinets fordeling af de to flowretninger baseres på simulerede elpriser på timeniveau for den relevante danske budzone, hvor Energiøen er tilkoblet (dvs. Østdanmark DK2)), samt den udenlandske budzone, som Energiø Bornholm også er tilkoblet (DE). Når elprisen i den relevante danske budzone er mindre end elprisen i den udenlandske budzone vurderes det overordnede flow at gå fra Danmark via Energiøen til udlandet, og vice versa. Timer med ens elpriser i budzonerne tilkoblet Energiøen, hvorfor flowretningen via Energiøen ikke er entydig ud

³ CorRES er et værktøj udviklet af DTU, som Energinet bruger til at danne tidsserier for VE-produktionsenheder på specifikke lokationer og i specifikke klimaår (<https://corres.windenergy.dtu.dk/>).

⁴ Ved et klimaår forstås variationen i vind, sol, temperatur og nedbør hen over et år. Energinet har også overvejet at anvende produktionsprofiler for flere historiske år end bare ét år (år 2008 pt.). Tilgangen er dog fravalgt, da produktionsprofilerne alligevel skaleres til et fast antal fuldlasttimer, hvilket på årsniveau vil fjerne det meste af variationen i havvindproduktionsprofilerne for forskellige år. Således vil anvendelse af flere historiske års produktionsprofiler kun have marginal effekt på de beregnede fordelingsnøgler.

⁵ Den nyeste fremskrivning fra Energinet baseret på Analyseforudsætninger 2023 findes her: <https://energinet.dk/analyse-og-forskning/analyseforudsætninger/analyseforudsætninger-2023/>

⁶ Ten Year Network Development Plan (TYNDP) scenarierne, herunder Distributed Energy, fra 2022 kan findes her: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

fra elpriserne, fordeles ligeligt til hver flowretning. Der tages udgangspunkt i estimerede elpriser i et normalt klimaår (i dag 2008) og de tre simuleringsår 2030, 2040 og 2050 til beregning af én samlet fordeling af flowretning, der vurderes repræsentativ for hele koncessionsperioden.

3. Overblik – beregning af fordelingsnøgle for Energiø Bornholm

Fordelingsnøgle for forbindelsen mellem Energiø Bornholm og Sjælland baseret på metoden, fremgår af *Tabel 1*. Den angivne fordelingsnøgle forklares yderligere i afsnit 4. Resultatet angiver således fordelingen af de omkostninger, der skal fordeles mellem energiøproducenter og de øvrige netbrugere.

	Energiøproducent	Øvrige netbrugere
Forbindelse mellem Energiø Bornholm og Sjælland (1,2 GW)	58%	42%

Tabel 1 - Fordelingsnøgle mellem energiøproducent og øvrige netbrugere for samhandelsforbindelsen fra Energiø Bornholm til Sjælland.

4. Fordelingsnøgle Energiø Bornholm

Dette afsnit præsenterer fordelingsnøglen mellem energiøproducent og øvrige netbrugere for de relevante anlægselementer med tilknytning til elinfrastrukturen for Energiø Bornholm. De bagvedliggende beregninger uddybes nærmere i afsnit 4.1 og tager alene udgangspunkt i indføddning af elproduktion fra havvind.

Den beregnede fordelingsnøgle er et resultat af metode og forudsætninger beskrevet i afsnit 2 og tager udgangspunkt i følgende:

- 3 GW havvind tilsluttet Energiø Bornholm
- 1,2 GW samhandelsforbindelse imellem Energiø Bornholm og Sjælland
- 2 GW samhandelsforbindelse imellem Energiø Bornholm og Tyskland

Den beregnede anvendelsesfordeling (ilandføring, samhandel og ubenyttet kapacitet) på hver samhandelsforbindelse fra Energiø Bornholm over et år er vist i *Tabel 2*. Anvendelsesfordelingen er beregnet på baggrund af den i afsnit 4.1 beregnede anvendelsesfordeling på hver samhandelsforbindelse i hver flowretning samt en vægtning af flowretningen fra Sjælland til Tyskland på 68 % og en vægtning af den modsatte flowretning på 32 % baseret på Energinets elprisfremskrivning fra juni 2024⁷.

	Ilandføring	Samhandel	Ubenyttet
Forbindelse mellem Energiø Bornholm og Sjælland (1,2 GW)	41%	42%	17%
Forbindelse mellem Energiø Bornholm og Tyskland (2 GW)	53%	25%	22%

Tabel 2 – Anvendelsesfordeling til henholdsvis ilandføring af indføddt elproduktion fra havvind, samhandel og kapacitet, som ikke kan udnyttes ("ubenyttet").

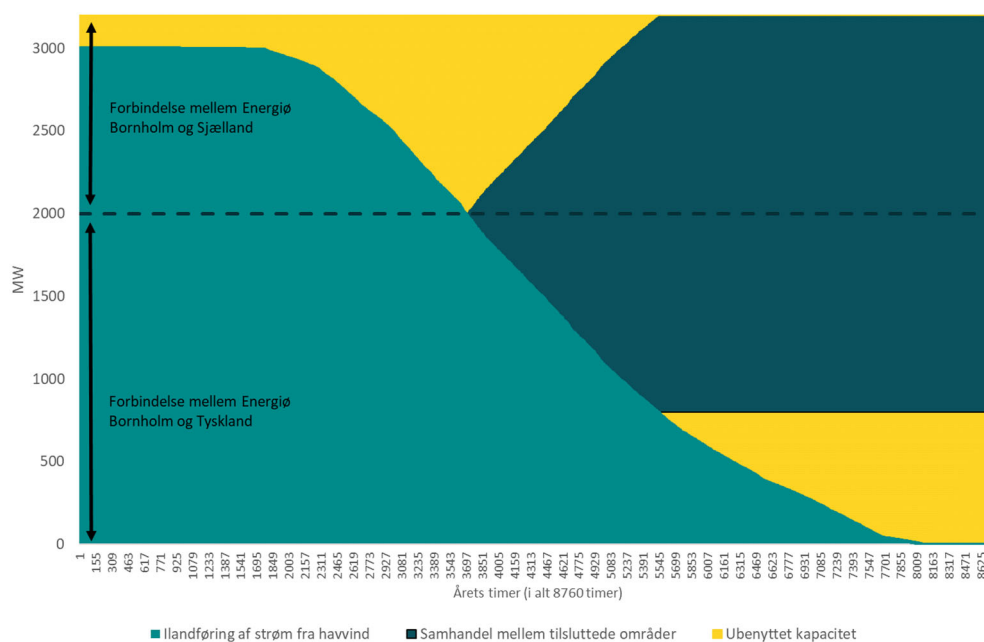
⁷ [Analyseforudsætninger 2023 \(energinet.dk\)](#) Se link i højre side.

4.1 Uddybning

Anvendelsesfordelingen for hver samhandelsforbindelse varierer afhængigt af flowretningen (ilandførings- og samhandletsretning) i den enkelte time. I de to følgende afsnit redegøres for betydningen af flowretningen. Afsnit 4.1.1 har som antagelse, at flowretningen i alle årets timer er fra Sjælland mod Tyskland, mens afsnit 4.1.2 har som antagelse, at flowretningen i alle årets timer er fra Tyskland mod Sjælland.

4.1.1 Flowretning fra Sjælland mod Tyskland

Figur 2 illustrerer, hvordan anvendelsen af kapacitet på de to samhandelsforbindelser fordeles, når flowretning i alle årets timer antages at være fra Sjælland mod Tyskland. Det vil sige, at det antages, at elprisen i Tyskland er højere end på Sjælland (DK2) i alle årets timer. Anvendelsen er sorteret fra størst-til-mindst indfødnig fra havvindproduktion (og heraf ilandføring) fra energiøen hen over et år. Det samlede areal i figuren er den mulige anvendelse på begge samhandelsforbindelser, der er opdelt i henholdsvis anvendelse til ilandføring (turkis), anvendelse til samhandel (mørkeblå) og ubenyttet kapacitet (gul).



Figur 2 - Anvendelsesmuligheder for samhandelsforbindelser mellem Energiø Bornholm og onshore transmissionsnet over et år. Scenariet tager udgangspunkt i en fast flowretning fra Sjælland mod Tyskland.

For hver af årets timer vil ilandføring af indfødte elproduktion fra havvind først fylde op på forbindelsen til Tyskland. Hvis den indfødte elproduktion fra havvind overstiger kapaciteten på forbindelsen til Tyskland, fyldes dernæst på forbindelsen til Sjælland. Hvis den indfødte elproduktion fra havvind er mindre end kapaciteten på forbindelsen til Tyskland, kan den resterende kapacitet på samhandelsforbindelserne til dels blive benyttet til samhandel fra Sjælland mod Tyskland. Kapacitet til samhandel på hver enkelt forbindelse kan maksimalt svare til kapaciteten på den mindste af de to samhandelsforbindelser. På grund af asymmetrien i kapaciteten på de to samhandelsforbindelser vil der være situationer på begge samhandelsforbindelser med ubenyttet kapacitet, når flowretningen er fra Sjælland mod Tyskland. Det er ikke tilfældet med modsat flowretning.

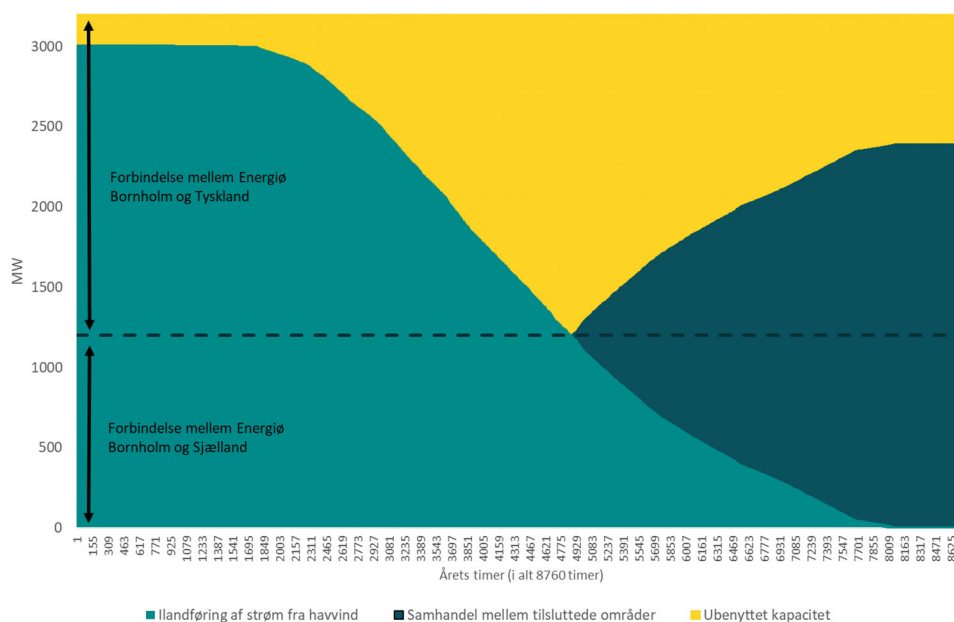
Anvendelsesfordelingen på hver af de to samhandelsforbindelser beregnes som den andel, de enkelte formål udgør af den samlede kapacitet på hver forbindelse betragtet over et helt år. Anvendelsen af kapacitet fordeles som vist i Tabel 3.

	Ilandføring	Samhandel	Ubenyttet
Forbindelse mellem Energiø Bornholm og Sjælland (1,2 GW)	28%	48%	24%
Forbindelse mellem Energiø Bornholm og Tyskland (2 GW)	61%	29%	10%

Tabel 3 – Anvendelsesfordeling til henholdsvis ilandføring af indfødt elproduktion fra havvind, samhandel og kapacitet, som ikke kan udnyttes ("ubenyttet").

4.1.2 Flowretning til Sjælland fra Tyskland

Figur 3 illustrerer, hvordan anvendelsen af kapacitet på de to samhandelsforbindelser fordeles, når flowretning i alle årets timer antages at være fra Tyskland mod Sjælland. Det vil sige, at det antages, at elprisen på Sjælland (DK2) er højere end i Tyskland i alle årets timer. Anvendelsen er sorteret fra størst-til-mindst indfødnig fra havvindproduktion (og heraf ilandføring) fra energiøen hen over et år. Det samlede areal i figuren er den mulige anvendelse på begge samhandelsforbindelser, der er opdelt i henholdsvis anvendelse til ilandføring (turkis), anvendelse til samhandel (mørkeblå) og ubenyttet kapacitet (gul).



Figur 3 - Anvendelsesmuligheder for samhandelsforbindelser mellem Energiø Bornholm og onshore transmissionsnet over et år. Scenariet tager udgangspunkt i en fast flowretning fra Tyskland mod Sjælland.

For hver af årets timer vil ilandføring af indfødt elproduktion fra havvind først fylde op på forbindelsen til Sjælland. Hvis indfødt elproduktion fra havvind overstiger kapaciteten på forbindelsen til Sjælland, fyldes dernæst på forbindelsen til Tyskland. Hvis indfødt elproduktion fra havvind er mindre end kapaciteten på forbindelsen til Sjælland, kan den resterende kapacitet på samhandelsforbindelserne til dels blive benyttet til samhandel fra Tyskland mod Sjælland. Kapacitet til samhandel på hver enkelt forbindelse kan maksimalt svare til kapaciteten på den mindste af de to samhandelsforbindelser.

Anvendelsesfordelingen på hver af de to samhandelsforbindelser beregnes som den andel, de enkelte formål udgør af den samlede kapacitet på hver forbindelse betragtet over et helt år. Anvendelsen af kapacitet fordeles som vist i Tabel 4.

	Ilandføring	Samhandel	Ubenyttet
Forbindelse mellem Energiø Bornholm og Sjælland (1,2 GW)	70%	30%	0%
Forbindelse mellem Energiø Bornholm og Tyskland (2 GW)	36%	18%	46%

Tabel 4 – Anvendelsesfordeling til henholdsvis ilandføring af indfødt elproduktion fra havvind, samhandel og kapacitet, som ikke kan udnyttes ("ubenyttet").

Bilag 3 – Indregning af EU-støtte i tilslutningsbetalingen

Det fremgår af § 10, stk. 1, at indtægter fra EU-støtte fradrages i omkostningsopgørelsen, dvs. at tilslutningsbetalingen potentielt kan reduceres ved opnåelse af EU-støtte til Energiø Bornholm. Den nærmere proces mv. herfor beskrives i det følgende.

Energinet vil sammen med 50Hertz ansøge om Connecting Europe Facility (CEF) støtte til Energiø Bornholm. Dette vil blive gjort i den proces EU Kommissionen har fremlagt for 2024. Ansøgningsfrist for CEF-støtte i ansøgningsvinduet for 2024 er den 22. oktober 2024. Ansøgningen forudsætter, at regulatorerne i Danmark og Tyskland forinden har godkendt projektets omkostningsfordeling (Cross Border Cost Allocation (CBCA)).

Evalueringen af de indkomne ansøgninger vil ske i perioden oktober 2024 til januar 2025, og EU Kommissionen vil informere om resultatet senest i februar 2025. Energinet vil derfor senest i februar 2025 opnå klarhed over om der bliver givet CEF støtte til Energiø Bornholm.

Efter afklaringen af om Energiø Bornholm opnår CEF-støtte i februar 2025, vil der være en proces med færdiggørelse af en Grant Agreement, som ifølge tidsplanen vil være færdig senest i juni 2025.

Den støtte, som Energinet eventuelt opnår til Energiø Bornholm, vil blive fradraget i omkostningsbasen inden beregning af tilslutningsbetalingen, således at der ikke opkræves omkostninger, som allerede er dækket igennem EU-støtten.

Indtægter fradrages i de omkostningsposter, som støttegiver har angivet, at de vedrører. Såfremt indtægter går til hele projektet eller nærmere specificerede dele af projektet, fradrages støtten forholdsmæssigt i disse puljer af omkostninger i forhold til den brugergruppe, som finansierer den pågældende del.

Bilag 4 – Dækning af omkostninger af udenlandsk TSO

Energio Bornholm vil være forbundet til Tyskland. I den forbindelse vil Energinet indgå aftale med den tyske TSO 50Hertz (transmissionssystemoperatør) om etablering af denne forbindelse.

Energinet har indgået en Cooperation Agreement med 50Hertz. Det fremgår heraf, at 50Hertz vil betale alle omkostninger til forbindelsen mellem Bornholm og Tyskland. 50Hertz vil eje og drive denne forbindelse og afholder således både CAPEX og OPEX forbundet hermed.

Derudover er det som en del af den samlede aftale (Cooperation Agreement) aftalt, at 50Hertz medfinansierer halvdelen af energistationen på Bornholm, hvortil både havvind og de to forbindelser til henholdsvis Sjælland og Tyskland tilsluttes (både CAPEX og OPEX).

I det omfang 50Hertz dækker omkostninger til anlæg, dvs. samhandelsforbindelsen samt dele af anlæg på Energio Bornholm, indgår disse derfor ikke i omkostningsopgørelsen, som dækkes via tilslutningsbetalingen, jf. § 10, stk. 2. Det sikres herved, at der ikke opkræves omkostninger fra energiproducenter, som allerede er dækket af 50Hertz.

Bilag 5 – FAST PRIS FOR TILSLUTNINGSBIDRAG - RISIKOPRÆMIE OG KAPITALOMKOSTNINGER

1. Fastprisrisikopræmie

1.1 Rationale

Fastprisrisikopræmien er en risikopræmie i tilslutningsbidraget, som Energinet modtager for at bære anlægsrisikoen ved at sætte en fast pris for tilslutning. Fastprisrisikopræmien udmåles som et tillæg til middelværdien af anlægsomkostningen ekskl. byggerenter for den andel af anlægsomkostningen, som havvindkoncessionshaver skal bære.

Fastprisrisikopræmien fastsættes som en alternativomkostning ift. at holde et likvidt beredskab til at håndtere anlægsrisikoen. Det likvide beredskab opgøres ud fra to risikoniveauer:

- En 10-årshændelse, som ofte ses anvendt som forudsætning af banker i investeringscases for anlægsprojekter
- En 200-årshændelse, som svarer til den kapital, som et forsikringsselskab ifølge solvens II-forordningen skal råde over for at sikre, at selskabet har nok kapital til at dække sin risiko i 199 ud af 200 tilfælde.

Alternativomkostningen for hvert af de to beredskaber vægter med 50% i fastsættelsen af fastprisrisikopræmien.

1.2 Forudsætninger

Fra Bilag 6 haves følgende:

- Monte carlo-simuleret udfaldsrum for anlægsomkostning ekskl. byggerenter i faste priser: UA
- Middelværdi for monte carlo-simuleret udfaldsrum for idriftsættelsestidspunkt: MI
- Middelværdi for anlægsomkostninger i faste priser pr. år i en anlægsfase, der følger middelværdien for idriftsættelsestidspunktet: M_1 , M_2 , ..., hvor summen af M_1 , M_2 osv. er lig med middelværdien for UA: MU.

Derudover benyttes følgende:

- Forsyningstilsynets "*Afgørelse om forrentningssats for forrentningen af egenkapitalen for 2023-2026 for den, der varetager transmissionsvirksomhed af elektricitet*" af 22. dec. 2022, herefter *forrentningsafgørelsen*.
- Finansministeriets "*Opdateret mellemfristet forløb, maj 2024*" af 24. maj 2024, herefter FM's prognose.
- Den faste lånerente fra Bilag 7.

1.3 Metode til opgørelse

- Hhv. fraktil 90 og fraktil 99,5 for UA opgøres: UA90, UA99,5
- Difference K1 og K2 mellem MU og hhv. UA90 og UA99,5 opgøres: $K1=UA90-MU$ og $K2=UA99,5-MU$. K1 og K2 udtrykker behovet for likvidt kapitalberedskab ved starten af anlægsfasen i overensstemmelse med hhv. likvidt beredskab til en 10-årshændelse og en 200-årshændelse.
- For hhv. $K=K1$ og $K=K2$ gøres følgende:
 - Kapitalberedskab K nedskrives over anlægsfasen jf. M_1 , M_2 ,... ift. MU, så kapitalberedskabet i første år er K, mens det i år 2 er $K-M_1/MU$, og i år 3 er $K-(M_1+M_2)/MU$ osv.

- Den løbende nedskrevne K forrentes med en markedsrisikopræmie på 5,5% jf. forrentningsafgørelsens fastlæggelse af markedsrisikopræmie – denne udtrykker en tabt forrentning af det likvide kapitalberedskab, der antages kun at være placeret til at kunne oppebære den risikofri rente.
- Fastprisrisikopræmie(K) i DKK opgøres som summen af forrentningen fra ovenstående trin opgjort i faste priser.
- Fastprisrisikopræmie opgjort ud fra K1 og fastprisrisikopræmie opgjort ud fra K2 vægtes med 50% hver for at give den endelige fastprisrisikopræmie i faste priser.
- Fastprisrisikopræmien pristalsjusteres frem til forventet idriftsættelsestidspunkt MI med fremskrivningen af forbrugerpriser jf. FM's prognose.
- I det faste tilslutningsbidrag indregnes fastprisrisikopræmien som et serielån, der afdrages over 30 år (koncessionsperioden) startende fra året med forventet idriftsættelsestidspunkt MI. Serielånet forrentes med den faste lånerente, der opgøres i Bilag 7.

2. Kapitalomkostninger

2.1 Rationale

Tilslutningsbidraget betales hen over en 30-årig periode startende fra idriftsættelsestidspunktet, hvilket giver anledning til, at Energinet afholder kapitalomkostninger jf. forrentningsafgørelsen, som derfor indarbejdes i den faste pris.

Energinet vil følge de samme forrentningsprincipper ved indregning i den faste pris, som de principper, der er lagt til grund i forrentningsafgørelsen. Derfor holdes MRP, betaaktiv og gearing konstant og i overensstemmelse med afgørelsen. Dog justeres der i metoden for forventede ændringer i den risikofrie rente ud fra FM's prognose, som uddybes nedenfor. Det lægges til grund, at eventuelle risikomæssige forskelle mellem Energiø Bornholm og Energinet Eltransmission A/S, som forrentningsafgørelsen er udmøntet for, kun kan være projektspecifikke risici og dermed usystematisk risiko, som i CAPM ikke giver anledning til en ændret forrentning. Dette understøtter brugen af de gældende satser fra forrentningsafgørelsen.

2.2 Forudsætninger:

- Samme forudsætninger som beskrevet under 1.2

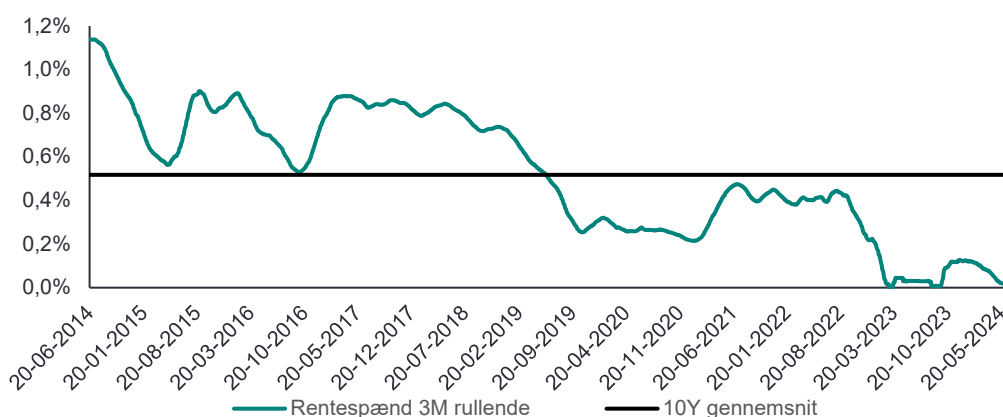
2.3 Metode til opgørelse

- Det antages, at anlægsfasen finansieres 100% med lånerenter jf. Bilag 7
- Middelværdi for byggerenter (MB) opgøres ud fra M_1, M_2 osv. og den faste lånerente fra Bilag 7, hvor M_1, M_2 osv. er pristalsjusteret jf. forbrugerprisfremskrivningen fra FM's prognose således, at MB nominelt udtrykker de forventede byggerenter ved forventet idriftsættelsestidspunkt
- Middelværdi for anlægsaktivet (MA) opgøres ud fra M_1, M_2 osv. og MB, hvor M_1, M_2 osv. er pristalsjusteret jf. forbrugerprisfremskrivningen fra FM's prognose således, at MA nominelt udtrykker den forventede aktivbase ved forventet idriftsættelsestidspunkt
- De årlige afskrivninger opgøres som $MA/30$
- Den løbende nedskrevne bogførte værdi (NB) opgøres over den 30-årige periode, så NB_1 i første år er lig med MA, mens NB_2 i år 2 er lig med $MA - MA/30$, og NB_3 i år 3 er lig med $MA - 2 \cdot MA/30$ osv.
- Der opgøres løbende 4-årige reguleringsperioder over den 30-årige periode med startår $2023+x \cdot 4$, hvor egenkapitalomkostningen vil være konstant over hver 4-årig

periode jf. princippet i forrentningsafgørelsen, og hvor perioderne afspejler kadencen i den gældende regulering

- For hver reguleringsperiode jf. ovenstående opgøres en egenkapitalforrentningssats (CoE) ved recalibrering af den risikofri rente gennem følgende:
 - Der antages et fast spread mellem den 4-årig og den 10-årig rente på 0,5%:
 - Det historiske gennemsnit af rentespændet mellem en 4-årig og 10-årig risikofri rente er blevet estimeret baseret på daglige rentedata hentet fra LSEG Workspace over en 10-årig periode
 - Herefter er et rullende gennemsnit estimeret baseret på 3 måneders daglige rentespænd for den historiske periode. Negative rentespænd er udtaget af den historiske periode, da disse ikke forventes at afspejle et langsigtet eller normaliseret niveau (se Figur 1)
 - I Figur 1 observeres et gennemsnitligt rentespænd mellem den 4-årige og 10-årige risikofrie rente på 0,5%
 - Den risikofri rente for en 4-årig reguleringsperiode sker med udgangspunkt i den 10-årige statsobligationsrente for året lige inden den 4-årige periode (dvs. år $2023-1+4*x$), hvor den forventede værdi for den 10-årige statsobligationsrente aflæses fra FM's prognose ("Obligationsrenten") og fratrækkes 0,5% jf. ovenstående.
- Den årlige kapitalomkostning for hvert år y i den 30-årige periode startende fra året med forventet idriftsættelsesdato opgøres i overensstemmelse med forrentningsafgørelsen som $0,4*CoE*NB_y+0,6*CoD*NB_y$.
- Det faste tilslutningsbidrag for et givent år udgør summen af dette års ydelse på serielånet for fastprisrisikopræmien jf. afsnit 1.3, dette års kapitalomkostning jf. ovenstående punkt samt dette års afskrivning $MA/30$. Det årlige tilslutningsbidrag følger ikke nødvendigvis kalenderår (det givne år er altså ikke nødvendigvis et kalenderår), mens egenkapitalforrentningssatsen følger reguleringsperioder og dermed kalenderår – i givet fald foretages en korrektion for dette ved at vægte egenkapitalforrentningen fra de to kalenderår, der måtte være relevant for det givne år.

Figur 1: Udvikling i rentespænd mellem en 4-årig og 10-årig nulkuponrente



Kilde: LSEG Workspace

Note: Data er baseret på daglige observationer af nulkuponrenter fra 20. juni 2014 – 20. juni 2024.

Bilag 6: Beskrivelse af metode for fastsættelse af Energiøproducentens andel af anlægsbudget for Energiø Bornholm

Til beregningen af en fast pris for tilslutningsbidraget, er det nødvendigt at anlægsbudgettet afspejler den forventede omkostning, herunder de forventede usikkerheder og risici. Ydermere, opkræves en risikopræmie som følge af, at tilslutningsbidraget opstilles som en fast pris til energiøproducenten inden anlægsarbejdet færdiggøres, en risikopræmie som fastlægges ud fra udfaldsrummet for anlægsbudgettet. Der er dermed et behov for at kunne opstille et udfaldsrum for anlægsbudgettet, der afspejler alle omkostninger, tilskud, risici og usikkerheder. Til dette formål anvendes Monte Carlo simuleringer.

Energinet arbejder grundlæggende med tre forskellige typer af risici og tilhørende puljer i opstillingen af anlægsbudgettet:

- 1) **Forventningstillæg:** Denne post i anlægsbudgettet favner alle de usikkerheder der tilknytter sig direkte til estimaterne på de enkelte budgetposter. Forventningstillægget kan enten opgøres samlet eller på delprojektniveau. Usikkerhederne under denne omtales som budgetusikkerhed.
- 2) **Risikopulje:** Denne pulje favner alle de forudsete, identificerede risici i risikoregisteret, som kan estimeres med en given økonomisk konsekvens. Risiko refererer her til en række specifikke hændelser (fx forsinket miljøgodkendelse, uheld på byggeplads, ændret scope mv.), og omtales som hændelsesrisiko.
- 3) **Pulje til 'unknown unknowns':** Denne pulje er et udtryk for, at det erfaringsmæssigt er vanskeligt at forudse samtlige risici i projekter, og at der derfor fastlægges en pulje til at tage højde for de risici som ikke på forhånd kan identificeres, men som forventes at indtræffe, idet der ofte indtræffer uforudsete hændelser i store projekter. På baggrund af forskellige tilgange (uddybes nærmere i afsnit 3.2) opgøres puljen som en fast sats af basisbudget inkl. forventningstillæg, risikopulje og byggerenter.

1. Input til Monte Carlo simuleringer

1.1 Budgetestimerer og budgetusikkerhed

Til et givet tidspunkt (forventeligt umiddelbart efter tilbud er modtaget på de store kontrakter som stationer og kabler) beregner Energinet et anlægsbudget.

Anlægsbudgettet baserer sig på de vindende tilbud fra leverandører på stationer og kabler samt estimerer på øvrige elementer, såsom bygningsentreprise, arkæologi, projektledelse, interne timer, IT, plan og miljø, eksterne timer og forsikring samt risici og usikkerheder. Alle budgetaktiviteter, der indgår i fysikestimatet beskrives med deres forventede værdi samt en minimum- og maksimumværdi. Den forventede værdi repræsenterer den mest sandsynlige værdi for den gældende budgetaktivitet, mens minimum- og maksimumværdierne afspejler den usikkerhed, der naturligt er ved budgetestimeringen.

Tidligt i processen for budgetlægningen, vil den estimerede usikkerhed naturligvis være høj, da der endnu ikke er indhentet bud på de specifikke budgetaktiviteter, samt at budgetaktiviteternes omfang kan blive justeret. Denne usikkerhed kommer til udtryk ved, at basisbudgettet (ekskl. byggerenter) kan være genstand for ændringer, samt at forventningstillægget (som er en funktion af usikkerheden i form af min./maks.-værdier på de enkelte aktiviteter) kan være relativt stort. Denne usikkerhed mindskes i takt med at der indgås kontrakter med leverandører, og der opnås klarhed omkring priserne og scope for kontrakterne, hvilket, alt andet lige, vil mindske variationen i basisbudgettet (ekskl. byggerenter) samt mindske forventningstillægget. Der vil dog, selv efter kontraktindgåelse, være usikre elementer, da kun dele af kontrakterne er baseret på en fast pris, mens resten er variabel i form af indeksregulering, cost plus profit, variation orders, bonus og claims. Hertil kommer usikkerheden ved estimering af interne omkostninger som projektledelse, rejseaktivitet, IT mm.

Derudover angives for hver budgetaktivitet om Energinet betaler hele aktiviteten (eller den medfinansieres af 50Hertz), og hvordan den deles ifølge tarifmetoden (fordeling mellem hhv. energiøproducent og øvrige netbrugere).

Eventuel støtte fra EU vil indgå som en budgetaktivitet og ligeledes indeholde information om, hvordan den fordeles.

1.1.1 Indeksring

Energinet forventer at dele af priserne fra leverandører vil følge indeksring af specifikke navngivne indeks. Når Energinet kender disse indeks, estimeres forventet, min- og max-værdier baseret på tilgængelige forwardpriser og historiske data.

Derudover benyttes indeks til at fremskrive historiske priser på de komponenter, der endnu ikke er modtaget tilbud på.

1.1.2 Variation orders

På store, komplekse kontrakter er det også forventeligt, at der efterfølgende opstår variation orders, dvs. ændringer i den aftalte leverance. Dette skyldes, at forhold og krav mv. ændrer sig i løbet af projektperioden. Energinet estimerer forventede, minimum- og maksimumværdier for disse baseret på historisk erfaring og vurdering af kontraktens robusthed ift. ændringer. Denne type af usikkerhed afspejler altså de erfaringsbaserede ændringer i forhold til kontrakten, der ofte sker i anlægsfaser, og dækker dermed ikke uforudsete hændelser, som puljen til 'unknown unknowns'.

1.1.3 Cost plus profit

Specifikke dele af kontrakterne kan også være baseret på 'cost plus profit', hvor leverandørerne opkræver prisen fra underleverandører tillagt en profit, der dækker leverandørens risiko. I dette tilfælde estimerer Energinet omkostningen baseret på input fra leverandørerne og eventuelle historiske erfaringer.

1.2 Korrelationer

Det er væsentligt, at simuleringen kan tage højde for korrelationer mellem de forskellige dele af budgettet, for at kunne afspejle at en given stigning i de underliggende komponentpriser vil påvirke alle budgetposterne som indeholder disse komponenter. Der beregnes derfor korrelationer på delprojektniveau i budgettet, hvor hvert delprojekt dekomponeres i cost-drivers (time-lønninger, elektrisk udstyr, aluminium mv.). På baggrund af den historiske udvikling i retvisende indeks for cost-drivers, er det muligt at estimere korrelationerne mellem delprojekter. Her ses det, at der er høj korrelation mellem delprojekter som i høj grad består af råvarematerialer, mens der er lav korrelation mellem delprojekter som i højere grad består af hhv. arbejdskraft og råvarematerialer, *jf. figur 1*.

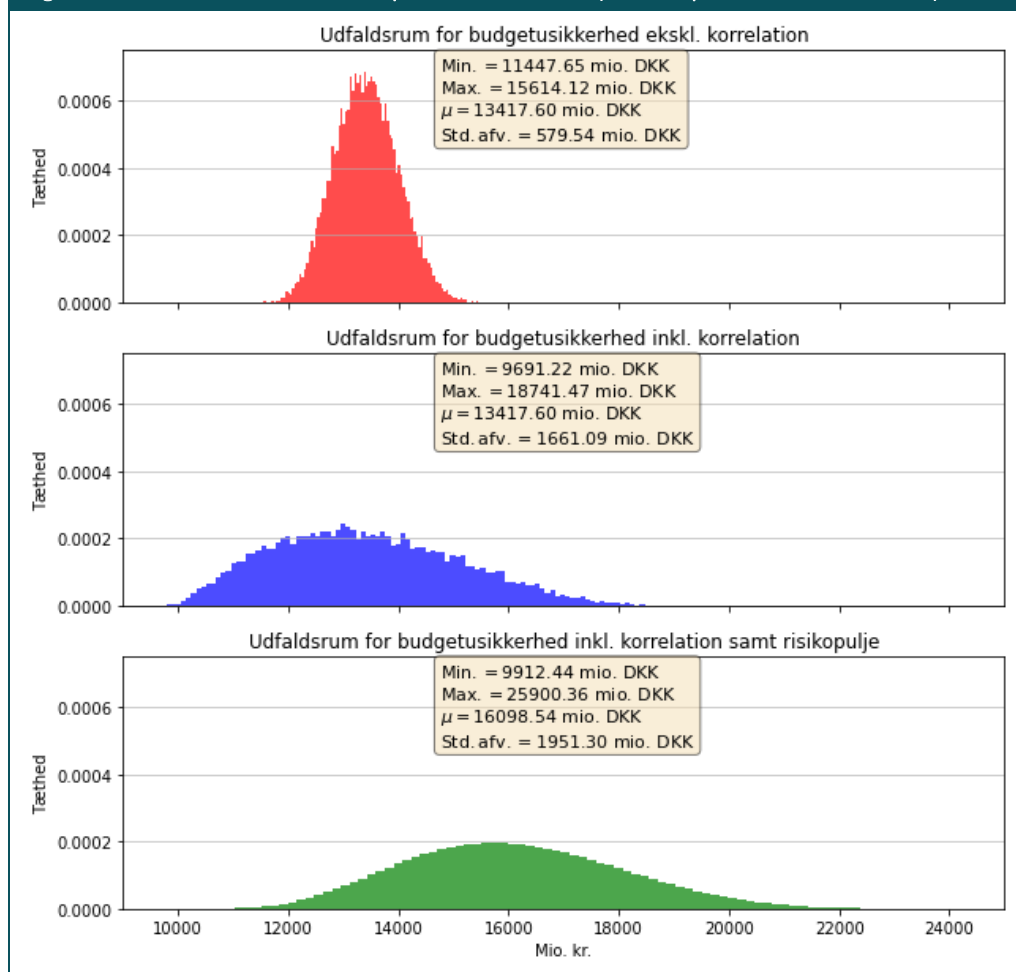
Figur 1 – Korrelationer mellem delprojekter i budgettet (baseret på Business Case 2022)

	Projektledelse	Plan og miljø	AC Station	Automation	Konstruktioner	Landkabel	Søkabel	Systemkomponenter
Projektledelse	1,000	0,066	-0,141	0,185	0,003	-0,124	-0,105	-0,146
Plan og miljø	0,066	1,000	-0,020	0,124	-0,046	0,057	-0,055	-0,030
AC Station	-0,141	-0,020	1,000	0,136	0,811	0,850	0,628	0,983
Automation	0,185	0,124	0,136	1,000	0,212	0,143	-0,003	0,150
Konstruktioner	0,003	-0,046	0,811	0,212	1,000	0,490	0,540	0,860
Landkabel	-0,124	0,057	0,850	0,143	0,490	1,000	0,546	0,791
Søkabel	-0,105	-0,055	0,628	-0,003	0,540	0,546	1,000	0,695
Systemkomponenter	-0,146	-0,030	0,983	0,150	0,860	0,791	0,695	1,000

For nu indarbejdes der indbyrdes korrelationer i budgettet (dvs. for så vidt angår budgetusikkerheden på tværs af delprojekter), mens der antages uafhængighed på tværs af budgetusikkerhed, hændelsesrisiko og puljen til 'unknown unknowns'.

Inklusionen af korrelationer mellem delprojekter, bidrager væsentligt til at udvide udfaldsrummet, idet der netop tages højde for sammenfaldende udfald som påvirker priserne på tværs af budgetposterne, *jf. figur 2*. Her er det dog væsentligt at bemærke, at inklusionen af korrelationer ikke ændrer ved middelværdien af simuleringerne, og derfor udelukkende bidrager til at øge præcisionen af udfaldsrummet til brug for beregningen af risikopræmien i den faste pris for tilslutningsbidraget.

Figur 2 – Effekten af korrelationer på udfaldsrummet (baseret på Business Case 2022)



1.3 Risikoregister for identificerede hændelser

Udover budgetaktiviteterne indeholder anlægsbudgettet en risikopulje, der estimeres ud fra identificerede risici. Hver risiko i registeret indgår med en sandsynlighed for, at hændelsen indtræffer, samt forventede og minimum- og maksimumværdier for den økonomiske konsekvens.

Det løbende arbejde med projektets risici og mitigerende tiltag, sker i overensstemmelse med Energinets risikopolitik og overordnede risikorammeværktøj. Risikostyringen i Energinet er bygget op omkring de internationalt anerkendte standarder i ISO 31000 og COSO ERM. Risikostyringen i projektet baserer sig konkret på strukturerede metode for risikostyring i projekter; "Management of Risk"(M_o_R)⁸.

De identificerede risici i risikoregisteret omfatter på nuværende tidspunkt blandt andet; uheld ifm. anlægsfasen, at de arkæologiske fund overstiger det forventede omfang, forsinkelser ifm. miljøgodkendelser og byggetilladelser. Det er vigtigt at understrege, at der i risikoregisteret kun optræder specifikke og afgrænsede hændelser, og ikke fx en generel risiko for prisstigninger på de underliggende komponentpriser, da disse håndteres i regi af budgetusikkerheden (dvs. gennem forventningstillægget).

De identificerede hændelser i risikoregisteret er et udtryk for den tilgængelige viden på et givent tidspunkt, og vil være genstand for ændringer, i takt med at det enten lykkedes at mitigere de identificerede risici eller der identificeres nye risici.

⁸ Projektledelsesmetoden PRINCE2 bygger på M_o_R tilgangen til risikostyring.

Som i budgetarket er ligeledes angivet hvorvidt Energinet afholder hele omkostningen, samt fordeling mellem tariffbetalere, givet at en risikohændelse indtræffer.

1.3.1 Indregning af forsinkelsesrisiko

I risikoregisteret identificeres desuden risici, som en tidsmæssig konsekvens i form af forsinkelse såfremt hændelserne indtræffer. Den direkte økonomiske konsekvens ved disse hændelser er også indregnet som en del af risikoregisteret, mens der ikke tages højde for den afledte økonomiske konsekvens i form af øgede overhead omkostninger (øget forbrug af interne timer, øgede bygherreomkostninger, øgede byggerenter mv.). Dette skyldes, at skulle en enkelt eller flere risikohændelser indtræffe, vil det ikke nødvendigvis medføre en forsinkelse i den overordnede tidsplan, da der her bl.a. er indlagt buffere samt at en hændelse ikke nødvendigvis forsinker den videre proces medmindre de efterfølgende processer er direkte afhængige af processen som risikohændelsen påvirker.

Derfor medtages samtlige risikohændelser med tidsmæssig konsekvens i et separat simuleringsværktøj, som tager højde for indbyrdes afhængigheder og buffere i den overordnede tidsplan, og som pba. samtlige hændelser med en tidsmæssig konsekvens, kan opstille en fordeling over forsinkelser i den overordnede tidsplan.

På baggrund af fordelingen for forsinkelser, beregnes den forventede forsinkelse givet risici i risikoregisteret, og lægges ind som en buffer til den tidsplan som defineres ud fra de indgåede kontrakter. Hertil indregnes også en forventning om tidsmæssige påvirkninger som ikke er identificeret i risikoregisteret, som fastlægges ud fra historiske erfaringer med enten forsinkelser eller tidligere idriftsættelse, og kan derfor både øge eller mindske bufferen fra tidsplanen defineret ud fra kontrakterne og tilslutningsdatoen. Dermed fås en forventet dato for færdiggørelse.

Selve den øgede overhead omkostning forbundet med den forventede forsinkelse i forhold til forventet færdiggørelsesdato, indregnes med en særskilt budgetpost i budgettet, hvor de tre inputpunkter (min./forventet/maks.) defineres ud fra ovennævnte fordeling.

Det er væsentligt at understrege, at der i budgettet udelukkende medregnes effekten fra forsinkelser på overhead omkostninger og afledte effekter på byggerenterne, mens en evt. kompensation som konsekvens af en forsinkelse ud over tilslutningstidspunktet ikke medregnes i budgettet.

1.4 Byggerentesats

For en gennemgang af metoden for fastlæggelsen af byggerentesatsen, henvises til *Bilag 7: Metode for fastlæggelse af rentesats for Energiø Bornholm*.

2. Antagelser bag Monte Carlo-simuleringen

Først og fremmest, er det nødvendigt at antage en sandsynlighedsfordeling for hver af de usikre udfald der simuleres over, hvilket både gælder for budgetusikkerhed og hændelsesrisiko.

For så vidt angår budgetaktiviteterne, antages disse at følge en modificeret PERT-fordeling (som er en transformation af beta-fordelingen), der defineres ved de 4 parametre, γ , a , b og c ,

hvor b er den mest sandsynlige værdi, a og c hhv. minimums- og maksimumsværdi. Hvor parametrene a , b og c er givet ved budgetestimeringen, styrer γ -parameteren formen på PERT fordelingen, hvor en højere γ -værdi medfører mindre vægt på udfald i halerne og en mindre γ -værdi omvendt medfører at tæthedskurven bliver fladere. Da en γ -værdi på 4 svarer til en udfladning på kurven på en normalfordeling, har Energinet valgt at anvende $\gamma = 3$ for alle poster for at tage højde for de tungere haler, der må forventes at være i forhold til en normalfordeling. Denne værdi af γ medfører desuden en middelværdi på $\mu = \frac{a+3b+c}{5}$, hvilket er konsistent med middelværdien for den hidtil anvendte metode i successiv kalkulation til brug for øvrige projekter i Energinet. Det er desuden væsentligt at bemærke, at γ -parameteren kun påvirker simuleringerne af usikkerhederne, og at denne usikkerhed, alt andet lige, vil mindske i takt med at der indgås kontrakter, og dermed også mindske den påvirkning som valget af γ -parameteren har på anlægsbudgettet i beregningerne af forventningstillægget samt risikopuljen.

En klar fordel ved at benytte PERT-fordelingen frem for eksempelvis en normalfordeling, er at PERT-fordelingen kan tage højde for den skævhed der naturligt vil være til stede i usikre udfald, mens normalfordelingen er symmetrisk omkring den forventede værdi. Dermed er det muligt at tage højde for fx en større downside end upside risk, hvis dette er tilfældet for de enkelte budgetposter.

En ulempe ved ukritisk at benytte en PERT-fordeling, er at denne som udgangspunkt er defineret for de absolutte min. og maks. værdier som udgør udfaldsrummet, dvs. at der ikke kan være udfald under/over hhv. de min. og maks. værdier som anvendes som parametre i fordelingen. Dette er grundlæggende en ulempe, da det er tæt på umuligt at estimere reelle min.- og maks.-værdier pålideligt, særligt i fordelinger med tunge haler. Derfor estimeres den forventede upside og downside risk i budgetposterne i stedet som hhv. 5%- og 95%-hændelser, frem for absolutte min. og maks. Tilsvarende ændres de PERT-fordelingen som Monte Carlo simuleringerne trækkes fra, så inputværdierne (hhv. a og c) svarer til hhv. 5%- og 95%-fraktilerne i den anvendte PERT-fordeling⁹.

For så vidt angår risikohændelserne, simuleres disse i to dele: Sandsynligheden for at en hændelse indtræffer antages at være Bernoulli-fordelt med parameter p svarende til sandsynligheden, mens den økonomiske konsekvens antages at følge en PERT-fordeling som budgetposterne og med samme justering af minimum- og maksimumsværdi til hhv. 5%- og 95%-fraktil.

3. Udfaldsrum og opstillingen af det samlede anlægsbudget

3.1 Beregning af udfaldsrum

Der foretages en række Monte Carlo-simuleringer (som udgangspunkt 10.000 simuleringer) af hhv. budgetposter og risikoregisteret, som derefter periodiseres og beregnes byggerenter på. Udfaldsrummet for det samlede anlægsbudget, beregnes ved at der summeres over hver af simuleringerne af budget og risikoregister, samt tilhørende byggerenter og pulje for 'unknown unknowns'. Da budgetposter og hændelser i risikoregisteret er angivet med andel til 50Hertz og fordeling mellem energiøproducent og øvrige netbrugere, kan der tilsvarende beregnes udfaldsrum for anlægsbudgettet fratrukket tilskud fra 50Hertz og udfaldsrum for andelen af anlægsbudgettet som energiøproducent betaler via tilslutningsbetalingen.

⁹ For en mere uddybende gennemgang af metoden for modificering af PERT-fordelingen, henvises til: *Modified Pert Simulation*, P. Buchsbaum, 2012

3.2 Pulje til 'unknown unknowns'

Under en antagelse om at ikke alle hændelser kan identificeres på forhånd, må der forventes at indtræffe ukendte hændelser. Erfaringer fra andre megaprojekter er, at der er et betydeligt risikoelement i ukendte risici, de såkaldte 'unknown unknowns'.

I risikoafdækningsarbejdet har man ved hjælp af tre forskellige benchmark for budgetoverskridelser kvantificeret en puljestørrelse til 'unknown unknowns'. Puljen hertil fastsættes som en fast procentsats af det øvrige beløb (basisbudgettet inkl. byggerenter, forventningstillæg og risikopulje). De tre undersøgte benchmark bidrager til at informere udmålingen af puljen til uforudsete hændelser, og beror på hhv. 1) Energinets egen track record mht. budgetafvigelser ved store anlægsprojekter, 2) principperne beskrevet i Ny Anlægsbudgettering¹⁰ samt 3) empiri fra Bent Flyvbjergs datasæt vedr. energitransmissionsprojekter¹¹.

3.2.1 Energinet track record

Energinet har analyseret budgetafvigelser for 12 større (over 500 mio. DKK i anlægsbudget) anlægsprojekter som Energinet har udført. For hvert af disse anlægsprojekter er der blevet indsamlet både den oprindelige §4 business case, samt en afslutningsrapport eller seneste prognose for budgettet. For at tage højde for, at de enkelte projekter adskiller sig fra hinanden, og ikke mindst væsentligt fra Energiø Bornholm, er der udvalgt 5 karakteristika, som har vist sig at have indflydelse på budgetafvigelser historisk:

1. Ny projekttype
2. Politisk bevågenhed
3. Tidspres
4. Flere bygherrer
5. Miljø og myndighed

På baggrund af ekspertvurderinger internt i Energinet, er Energiø Bornholm blevet vurderet ud fra disse 5 karakteristika, og på baggrund af disses indflydelse på tidligere realiserede budgetafvigelser, er der blevet estimeret en potentiel budgetoverskridelse på 16%, hvor særligt politisk bevågenhed og tidspres vurderes at påvirke projektets kompleksitet.

Idet analysen beror på et forholdsvis lille datagrundlag på 12 projekter, er det Energinets vurdering at denne benchmark ikke kan stå alene i udmøntningen af puljen for 'unknown unknowns' for Energiø Bornholm.

3.2.2 Ny anlægsbudgettering

Ny Anlægsbudgettering (NAB) er en erfaringsbaseret metode for estimeringen af reserver, som benyttes i Transportministeriet ved anlæggelsen af større vej- og baneprojekter. Niveauerne for reserver er derfor baseret på historiske budgetoverskridelser, som løbende er blevet justeret på basis af ny erfaring. I Ny Anlægsbudgettering benyttes en faseopdelt estimering af reserver. Det vil sige at niveauet for reserver ændres i takt med projektets udvikling, *jf. figur 3*. Niveauet for baneprojekter ligger på 50% i fase 1 og 30% i fase 2, mens niveauerne for vejprojekter ligger på 40% i fase 1 og 15% i fase 2.

¹⁰ Kilde: [Hovednotatet for Ny Anlægsbudgettering, Transportministeriet, 2024](#)

¹¹ Kilde: *How Big Things get Done – The Surprise Factors Behind Every Successful Project, From Home Renovations To Space Exploration*, s. 192, B. Flyvbjerg, 2019



Idet Transportministeriets erfaringsdata tager udgangspunkt i både vej- og baneprojekter, er det derfor relevant at vurdere, hvilken af disse anlægstyper som er mest sammenlignelig med Energiø Bornholm og Energinets generelle anlægsaktiviteter.

Generelt vurderes det, at energitransmissionsprojekter er mere sammenlignelige med vejprojekter end jernbaneprojekter. Det skal ses i lyset af empiri fra Bent Flyvbjerg, hvor udfald for energitransmissionsprojekter er mere sammenlignelige med vejprojekter end jernbaneprojekter. Derfor vurderes det, at Energiø Bornholm projektet er mest sammenligneligt med et vejprojekt i fase 2¹², som estimeres til at have en samlet reserve på 15%¹³.

I forhold til reservestørrelserne og faseopdelingen i NAB, vurderes det at Energiø Bornholm projektet vil være i en fase svarende til fase 4 ved tidspunktet hvor den faste pris stilles. Det er baseret på, at Energinet på dette tidspunkt vil have fået et bindende tilbud fra leverandøren ('best and final offer'). Henset til, at Energinet vil være i fase 4, når der skal udmeldes fast pris, og at NAB-reserver baserer sig på fase 1 og 2, kan der argumenteres for, at NAB-reserverne er overkantsskøn. Det er imidlertid en isoleret betragtning, og forhold om Energiø Bornholms generelle kompleksitet vil også skulle tages i betragtning.

3.2.3 Empiri fra Oxford Global Projects

Bent Flyvbjerg har gennem sit arbejde i Oxford Global Projects, indsamlet data på over 11.000 megaprojekter på tværs af lande og sektorer, herunder projekter inden for energitransmission¹⁴. Deres undersøgelser viser, at større energitransmissionsprojekter generelt har en relativt lav gennemsnitlig budgetoverskridelse på 8% sammenlignet med de andre undersøgte sektorer.

Dog fremhæves det, at der for de energitransmissionsprojekter som ender i halen af udfaldsrummet, er en relativ høj gennemsnitlig budgetoverskridelse sammenlignet med andre sektorer. De 4% af energitransmissionsprojekter som har en budgetoverskridelse over 50%, oplever en gennemsnitlig budgetoverskridelse på hele 166%, som sammenlignet med baneprojekter (116%) og vejprojekter (102%) er en relativ høj gennemsnitlig budgetoverskridelse.

Ud fra dette benchmark vurderes det, at 8+% kan benyttes som et pejlemærke for Energiø Bornholm. Dette er baseret på, at Energiø Bornholm er et relativt komplekst projekt, hvor projekter i databasen antages til at være relativt mindre komplekse, da disse er mere traditionelle energitransmissionsprojekter såsom kabellægning og luftledninger.

3.2.4 Konklusion

Da der er fordele og ulemper ved hvert af de tilgængelige benchmark ift. sammenligneligheden med Energiø Bornholm, benyttes alle tre benchmark på lige fod til at informere udmøntningen af puljen til 'unknown unknowns'. Her indikerer de tre benchmark en sats i intervallet 8%-16%.

¹² Satsen for de erfaringsbaserede korrektionstillæg ændres ikke fra fase 2-5, hvorfor der sammenlignes med et projekt i fase 2.

¹³ Denne sats er den samlede reservestørrelse, som indeholder både K2A og K2B.

¹⁴ Kilde: [WhatWeDoGenericOGPV2 \(squarespace.com\)](https://www.squarespace.com/WhatWeDoGenericOGPV2)

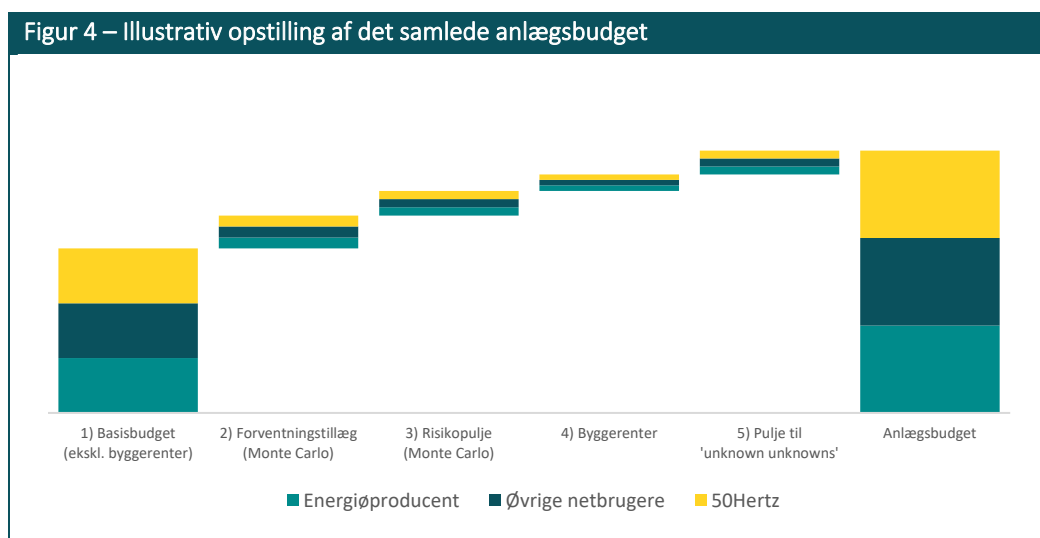
Det er væsentligt at bemærke, at satsen vil være afhængig af modenheden af projektet, idet puljen alt andet lige må forventes at være større i en tidlig fase af projektet og mindre i en senere fase med lavere risiko og usikkerhed.

Når den endelige faste pris for tilslutningsbidraget skal stilles, vurderes det, at et niveau i den nedre del af spændet er relevant. Dette er baseret på, at projektet er langt i afklaringsfasen når priser kendes, og tidsplaner fastlægges på baggrund af leverandørernes tilkendegivelser. Et niveau i den nedre del af spændet bekræftes ligeledes af de indikationer, vi har fået fra andre aktører med megaprojekter. Det er derfor Energinets vurdering, at en sats til 'unknown unknowns'-puljen på 10% er passende.

3.3 Anlægsbudget

Opstillingen af det samlede anlægsbudget kan illustreres trinvist, *jf. figur 4*. Basisbudgettet (ekskl. byggerenter) (1) udgøres af summen af de forventede budgetværdier i basisbudgettet. Forventningstillægget (2) er middelværdien af Monte Carlo simuleringerne af budgettestimaterne, fratrukket basisbudgettet, dvs. forskellen mellem basisbudgettet og middelværdien af Monte Carlo simuleringerne. Risikopuljen (3) beregnes som middelværdien af Monte Carlo simuleringerne af hændelserne i risikoregisteret. Byggerenterne (4) beregnes ud fra en rentesats på periodiseringen af (1)-(3). Til sidste tillægges puljen til 'unknown unknowns', som udgør 10% af summen af (1)-(4). Summen af (1)-(5) udgør anlægsbudgettet. På baggrund af periodiseringen af basisbudgettet og risikoregisteret, er det efterfølgende muligt at opstille den forventede anlægsomkostning pr. år, samt omregne til nominelle værdier pba. Finansministeriets seneste fremskrivning af løn- og prisudviklingen.

Da budgetaktiviteter og risikohændelser er angivet med deres fordeling til hhv. 50Hertz, energiproducent og øvrige netbrugere, kan det for hvert element i anlægsbudgettet opgøres, hvem der betaler. Derved sikres også forholdsmæssig fordeling af risiko og usikkerheder.

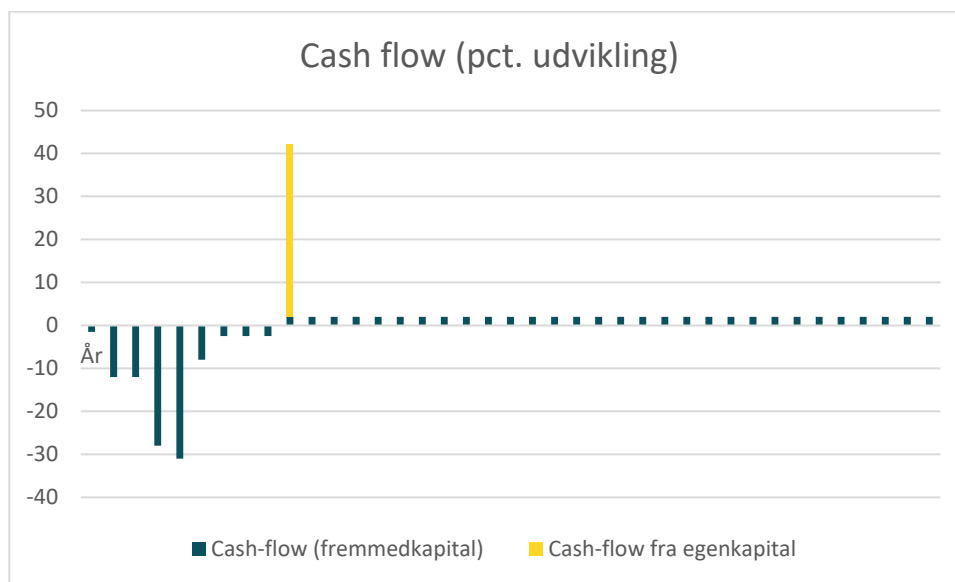


Bilag 7: Metode for fastlæggelse af rentesats for EnergiØ Bornholm

Energinet SOV optager på koncernens vegne – næsten uden undtagelse – al finansiering som fastforrentede lån i Danmarks Nationalbank. Lånoptagelsen sker med afsæt i godkendte aktstykker, som giver Energinet SOV adgang til genudlånsordningen i Danmarks Nationalbank. Den normale tilgang til fremmedkapitalsfinansiering i Energinet koncernen vil være anvendelse af kortfristede kreditfaciliteter i et pengeinstitut og efterfølgende løbende successiv optagelse af langfristet finansiering. På den måde gøres løbende kortfristet gæld til langfristet gæld. Lån i Danmarks Nationalbank ydes som fastforrentede stående lån (uden løbende afdrag) med en løbetid op til 10 år. I særlige tilfælde kan der ydes lån med en længere løbetid¹⁵.

Energinet SOV fungerer som koncernintern bank for koncernens øvrige datterselskaber, herunder Energinet Eltransmission A/S. Der stilles de nødvendige konti- og kreditfaciliteter til rådighed ligesom der ydes koncerninterne (langfristede) lån på markedsvilkår. Det betyder, at koncerninterne lån skal ydes på samme vilkår som Energinet Eltransmission A/S ville kunne opnå i eget navn hos 3. mand jf. gældende transfer pricing regler.

I forbindelse med tarifmetoden for EnergiØ Bornholm gives hermed en beskrivelse af opgørelsen og håndteringen af fremmedkapitalsomkostning for projektet i anlægsfasen og i den efterfølgende økonomiske levetid. Den forventede fremtidige fremmedkapitalomkostning skal indgå som et element i en samlet fastpris overfor brugerne/byderne. Med en estimeret (variabel) anlægsfase på op til 7 år og en efterfølgende økonomisk levetid på 30 år giver det et behov for en fast rente i en periode op til 37 år. Illustrativt kunne cash flow udviklingen se således ud med en gældsopbygning over 7 år og efterfølgende egenkapitalindsud samt indtægt/afdrag løbende i 1/30-dele¹⁶:



Figur 1 – cash flow udvikling

En sådan cash flow udvikling er ikke foreneligt med Energinet koncernens økonomiske muligheder og risikoprofil afledt af de bagvedliggende finansieringsmuligheder, når sigtet er fast rente i op til 37 år. Det vil derfor være nødvendigt at anvende finansielle instrumenter i form af

¹⁵ Pr. juni 2024 er den længst mulige løbetid frem til november 2052.

¹⁶ Der er ikke tale om opdaterede budgettal, men alene opbygning på baggrund af tidligere forventede pengestrømme

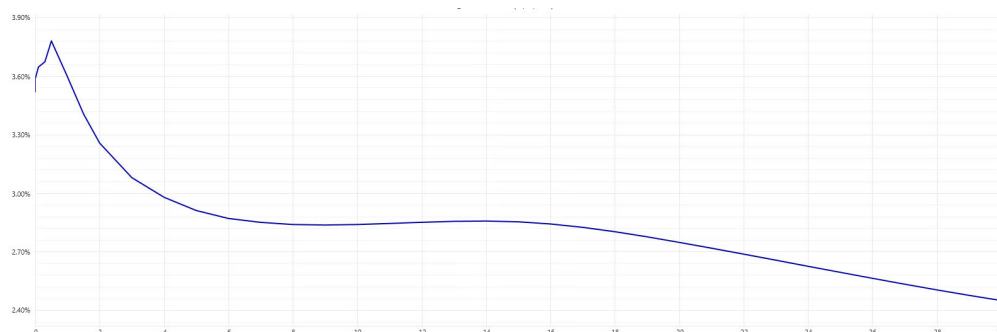
rentederivater for at opnå den ønskede faste rente i perioden. Nedenfor redegøres for de til-lægsomkostninger som renteafdækningen vil give og som vil blive opkrævet gennem den lø-bende betaling af fastprispræmien. Betalingen af afdækningspræmien vil ske på det fulde be-løb, hvorimod Energinet koncernen beslutter graden af afdækningen. Den indregnede omkost-ning vil dog aldrig overstige markedsprisen for en fuld ekstern afdækning.

1. Rentederivat

Et rentederivat består af 2 "ben" og 2 modparter. Hver modpart vil have en renteindtægt (modtagende ben) og en renteomkostning (betalende ben). Et rentederivat med det formål at opnå fast rente (i DKK eller i EUR) vil derfor have denne karakteristik set fra Energinets syns-punkt:

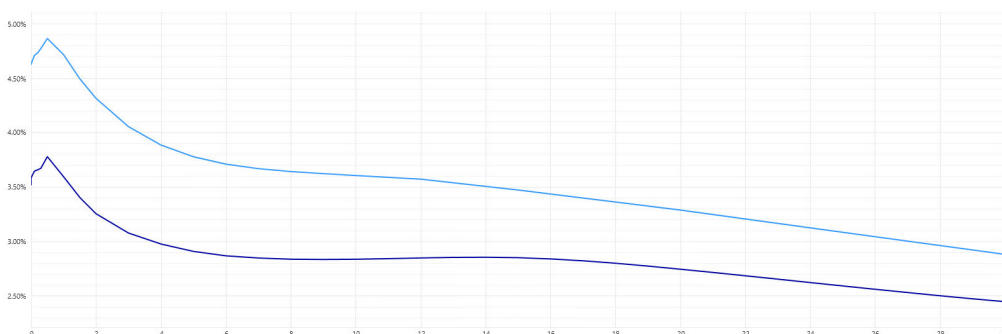
- Energinet Eltransmission A/S modtager variabel rentesats (i DKK eller i EUR) og
- Energinet Eltransmission A/S betaler fast rente (i DKK eller i EUR)

Et rentederivat i samme valuta (begge ben i DKK eller begge ben i EUR) har derfor det sigte at flytte renteeksponeringen fra et sted på rentekurven til et andet sted på rentekurven.



Figur 2 – DKK swapkurve pr. medio juni 2024

Efter aftalens indgåelse er den faste rente notorisk fastlåst og alle efterfølgende ændringer i markedrenten vil derfor betyde ændringer i fastlåsnings "fordelagtighed". Hvis det tilsvarende punkt på rentekurven efterfølgende stiger, vil rentederivatet set fra Energinet Eltransmission A/S' opnå en positiv markedsværdi og modsat hvis det tilsvarende punkt på rentekurven efterfølgende falder. Nedenstående figur illustrerer den situation, at rentekurven efterføl-gende er parallelforskydet op (lyseblå) og enhver fastrente aftale vil derfor have en positiv mar-kedsværdi.



Figur 3 – Illustrativ DKK swapkurve pr. medio juni 2024 i et stigende rentescenarie

Der opstår således markedsværdibevegelser på et rentederivat fra dag ét og der vil være mar-kedsværdi (positiv eller negativ) i rentederivatet helt frem til udløb. Et rentederivat i samme valuta (begge ben i DKK eller begge ben i EUR) vil altid have en markedsværdi på 0 ved aftalens indgåelse (fraset købs-/salgsspread hos den finansielle modpart) og udløbe til markedsværdi 0 på udløbsdatoen.

Størrelsen af markedsværdien fremkommer ved tilbagediskontering af de fremtidige betalingsrækker ved anvendelse af den til enhver tid værende rentekurve. Det betyder, at rentebevægelser (volatilitet) og løbetid er afgørende parametre i fastlæggelsen af markedsværdibevægelser. Med udgangspunkt i konkret forespørgsel fra efteråret 2023 kan det f.eks. anføres, at en umiddelbar parallelforskydning på 1 pct.-point (f.eks. fra 3 pct. til 4 pct. svarende til en ændring på 33 pct. i finansieringsomkostningen) på dag ét vil give en markedsværdibevægelse på DKK 23 mio. pr. DKK 100 mio. Dette forhold er uafhængigt af hovedstolen, hvorfor et rentederivat på DKK 200 mio. vil have en markedsværdibevægelse på DKK 46 mio. etc. Markedsværdibevægelsen skal derfor ses i sammenhæng med den ønskede forudsigelige faste rente og bliver derfor en konsekvens af det aktive valg at låses renten fast – som modstykke til løbende at betale den til enhver tid værende variable (korte) rente.

Den løbende markedsværdiekssponering (tilgodehavende eller skyldig post) mellem de to finansielle modparter reguleres løbende gennem sikkerhedsstillelse. Med udgangspunkt i ovenstående værdi (DKK 100 mio. hovedstol og markedsværdi DKK 23 mio.) vil den ene modpart skulle stille sikkerhed for den anden modparts tilgodehavende. En sikkerhedsstillelse på DKK 23 mio. vil skulle stilles i form af likvider på spærret konto, deponering af obligationer etc. En eventuel omkostning til sikkerhedsstillelse (handelsomkostninger, eventuel renteforskel mellem forrentning på det finansielle aktiv og den nødvendige finansieringsomkostning etc.) vil blive pålagt Energinet Eltransmission A/S som en finansiell omkostning relateret til fastrenteafdækningen. Omkostningen estimeres til 0,025 pct. af den finansielle afdækning.

2. Anvendelse af rentederivat ift. Energiø Bornholm

Rentederivatet vil have en løbetid på op til 37 år i den konkrete case. Den konkrete ønskede løbetid kan være svært forenelig med mulighederne på de finansielle markeder. Hvis ikke Energinet Eltransmission A/S kan opnå "fuld dækning" på løbetiden, vil de eventuelt ikke-dækkede år i slutningen af perioden (f.eks. 30 års dækning med afsluttende 7 års ikke-dækket) blive rentefastsat med samme sats som de afdækkede år.

Et rentederivat kan konstrueres med varierende hovedstol over tid og det betyder i det konkrete tilfælde, at rentederivatet skal oprettes med en "profil" der bedst muligt matcher det skitserede cash flow forløb i figur 1. I forbindelse med indgåelse af rentederivat vil det forventede cash flow blive fastlagt ud fra senest opdaterede budgetforventning (fra bilag 6).

Det konkrete ønske fra Energinet Eltransmission A/S er et bud på fremmedkapitalsomkostning for projektet Energiø Bornholm i anlægsfasen og i den efterfølgende økonomiske levetid, hvilket betyder, at Energinet Eltransmission A/S skal indgå aftale om en eller flere rentederivater med finansielle modparter på tidspunktet for projektets ønske om fast rente. Den faste rente vil herefter indgå i den samlede beregning af Energinets Eltransmission A/S' totale omkostninger. I anlægsfasen vil rentesatsen blive anvendt som byggerentesats, mens rentesatsen i driftsfasen vil blive anvendt som rentesats på fremmedkapitalsandelen. Fremmedkapitalsandelen vil inddrage og afspejle den til enhver tid gældende økonomiske regulering for Energinet Eltransmission A/S.

I illustrationen herunder er det initiale rentederivat benævnt "swap 1". Når projektet efterfølgende får dækket likviditetsbehovet gennem optagelse af langfristet finansiering vil det ske gennem optagelse af lån. I illustrationen herunder er disse lån benævnt "Lån 1,2,3 ... etc." Med afsæt i Energinet SOVs adgang til genudlånsordningen i Danmarks Nationalbank, så ydes alle

koncerninterne lån til Energinets datterselskaber med en samlet rentesats bestående af statsrenten for løbetiden (f.eks. 10 år¹⁷) med tillæg af en selskabsspecifik kreditmarginal. I det konkrete renteafdækningsscenarie vil Energinet Eltransmission A/S derfor have behov for at koble statsrentekurven (finansieringsrentekurven) med markedsrentekurven (kurven til anvendelse ved rentederivater). For at opnå den ønskede samlede effekt (optagelse af lån + fastlæggelse af fast rente) vil det være nødvendigt at supplere den løbende optagelse af lån med en række tilhørende rentederivater. I illustrationen herunder er disse rentederivater benævnt "Swap 2,3,4 ... etc."

Swap 1	Modtag CIBOR 6M	Betal DKKswap 30Y (37Y)
Lån 1,2,3 .. Etc.	Betal DKK 10Y basisrente + kreditmarginal	
Swap 2,3,4 .. Etc	Modtag DKK 10Y basisrente	Betal CIBOR 6M - swapfradrag
Netto	Modtag swapfradrag og betal kreditmarginal	Betal DKKswap 30Y (37Y)

Den ubrudte kæde af initialt rentederivat, efterfølgende løbende lånoptagelse samt løbende indgåelse af rentederivater ved hver lånoptagelse giver en nettoposition, hvor Energinet Eltransmission A/S samlet set har en renteomkostning på +kreditmarginal/- swapfradrag¹⁸ + fast rente.

Markedsdata (indikative) pr. ultimo juni 2024:

1. DKK 30Y swaprente (mid price) 2,70 pct.
 2. Kreditmarginal (selskabsspecifik) 0,75 pct.
 3. Swapfradrag¹⁹ 0,40 pct.
 4. Omkostning til sikkerhedsstillelse 0,025 pct.
- Samlet all-in renteomkostning 3,075 pct.

De 3 ovennævnte delelementer kan først endelig afklares ved indgåelse af de underliggende finansielle transaktioner (initiale rentederivat + efterfølgende lånoptagelser og rentederivater):

- punkt 1 er volatil,
- punkt 2 begrænset volatil (fastlægges koncerninternt ift. markedsvilkår)
- punkt 3 begrænset volatil

¹⁷ Fastsættes ved hver enkelt lånoptagelse

¹⁸ De løbende rentederivater hvor Energinet modtager DKK 10Y basisrente og betaler variabel rente vil ved hver transaktion give varierende swapfradrag af basisrente point. Det kan ikke på forhånd fastslås størrelse på disse basisrente point.

¹⁹ Statsrentekurven ligger lavere end swaprentekurven (markedsrenten), hvorfor der korrigeres for dette gennem swapfradrag på det variable ben