



Til: Sekretariatet for Energitilsynet

ENERGINET

Energinet.dk
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
30. april 2018

Forfatter:
Markus Benjamin Janitzek
mbj@energinet.dk

ANMELDELSE AF INDFØRELSE AF IMPLICIT NETTABSHÅNDTERING PÅ DANSKE FORBINDELSER

Energinet skal ifølge Energistyrelsens bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 anmelde sine metoder for fastsættelse af priser og vilkår til Energitilsynet.

Med henvisning til Elforsyningslovens § 73a anmoder Energinet hermed Energitilsynet om godkendelse af en ny metode til håndtering af nettab på de danske udlandsforbindelser.

Nærværende metodeanmeldelse indeholder en anmeldelse af metode til implicit håndtering af nettab på Skagerrak-forbindelsen, for både day-ahead og intraday markedet.

Det er Energinets vurdering, at den anmeldte metode kan indstilles til godkendelse, idet den opfylder Elforsyningslovens krav i § 73, der fastslår, at prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og til forsynings sikkerhed, er tilladt.

Læsevejledning

Overordnet baserer resultaterne i denne analyse på tre hovedrapporter:

1. NWE¹ Day-Ahead Market Coupling Project 'Introduction of loss factors on interconnector capacities in NWE Market Coupling' 2013 – som i metodeanmeldelsen betegnes NWE rapporten.
2. Common Nordic Report- Analyses on the effects of implementing implicit grid losses in the Nordic CCR – som i metodeanmeldelsen betegnes den fælles nordiske rapport.
3. Energinets BID3 model – som i metodeanmeldelsen betegnes BID-analysen.

Metodeanmeldelsen er opdelt i tre dele, hvor første del indeholder metodeanmeldelsen, inklusiv en beskrivelse af implementeringen, påvirkninger deraf, og forklaring af metoden. Anden del (kapitel 5) er en gennemgang af resultaterne fra analysen, som er grundlag for implementeringen. Tredje del, er opdelt i markedsaktørernes kommentarer og bilagene, som ligger til baggrund for metodeanmeldelsen og analysen.

Del 1 – Metodeanmeldelsen

Kapitel 1 beskriver nuværende situation på Skagerrak-forbindelsen - hvor nettab håndteres eksplicit af Energinet - og forskellige mulige måder at håndtere nettab eksplicit på, via prisafhængige bud fra TSOen. Eksplicit håndtering fører til situationer, hvor der er et samfundsøkonomisk tab, fordi flaskehalsindtægten ikke kan dække de enkelte TSOers indkøb af tabt energi (nettab).

¹ North Western Europe (NWE)

Kapitel 2 beskriver prioritering af implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen og efterfølgende forventning til indførelse af implicit nettabshåndtering på de resterende danske forbindelser.

Kapitel 3 beskriver påvirkningen af day-ahead og intraday markederne, og den samfundsøkonomiske gevinst af implementeringen. Den fælles nordiske rapport konkluderer en årlig effekt på 16,4 mio. DKK, som understøttes af BID-analysens konklusion på 25,1 mio. DKK om året. Kapitlet indeholder også en analyse af mulige konsekvenser, dvs. påvirkning af nettet, og de forskellige markeder. Kapitel 3.3 beskriver tabsfaktoren og metoden til fastsættelse af denne på Skagerrak.

Afsluttende beskrives forventninger til implementeringstidspunkt i kapitel 4.

Del 2 – Samfundsøkonomisk analyse af implementering af implicit nettab på Skagerrak

I kapitel 5 præsenteres resultaterne fra den samfundsøkonomiske analyse af implementeringen af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen fra den fælles nordiske rapport. Resultaterne af denne analyse uddybes med Energinets egen BID-analyse (Kapitel 5.2.2), hvor både den årlige effekt og nettoutidsværdien præsenteres. Kapitel 5.3 gennemgår påvirkningen af elpriser og ændringen af flowet grundet implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen.

Del 3 – Høringssvar og Bilag

I kapitel 6 inkluderes markedsaktørernes kommentarer, som modtages i høringsrunden, der afholdes den 30. april 2018 til og med den 29. maj 2018.

I tillæg til metodeanmeldelsen har Energinet vedhæftet nedenstående bilag, som giver input, og er baggrund til de forskellige relevante dele i rapporten:

Bilag 1 indeholder en teoretisk beskrivelse af effekten på day-ahead markedet ved indførelse af implicit nettab, både når kapaciteten på forbindelsen er fuldt udnyttet og ikke fuldt udnyttet. Den teoretiske beskrivelse viser, at importområdet modtager mindre energi, end, hvad der sendes i eksportområdet. Dette betyder, at i en situation med ikke fuldt udnyttet kapacitet, vil elprisen på importområdet stige, imens at prisen i eksportområdet vil falde. I en situation med fuldt udnyttet kapacitet på en forbindelse, forbliver prisen i importområdet uændret, imens, at prisen i eksportområdet stiger, når implicit nettab implementeres. Med elprisforskellen, falder også flaskehalsindtægterne på forbindelsen. Størrelsen på elprisændringen afhænger af elpriselasticiteten i de to budområder.

Bilag 2 beskriver markedssimuleringsværktøjerne, hhv. Simulation facility og BID 3. Simulation facility muliggør "what-if" analyser på realiserede historiske ordrebøger og systemtopologier. Dette benyttes til at analysere påvirkninger af ændringer i topologien eller markedet på elprisen, flows og samfundsøkonomien. BID 3 er en timeopløst fundamentalmodel til simuleringen af elmarkedet i Europa. Denne model benyttes i Energinet til vurdering af nye forbindelser, samt til at danne elpriser for udlandet til Energinets analyseforudsætninger. Modellen kræver betydelige mængder inputdata, og kan beregne dispatch, flows og priser for hele Europa, typisk til forecast og til fundament for investeringsbeslutninger.

Bilag 3 analyserer påvirkningen på intraday markedet, og den mulige arbitrageeffekt der opstår, hvis implicit nettab er inkluderet i day-ahead markedet, men ikke i intraday markedet. Risici for markedsaktørerne beskrives også. Yderligere inkluderer bilaget et arbitrært eksempel

for ID arbitrage effekten, som understøttes af NWE rapportens eksempel af selvsamme situation. Dette eksempel antager, at udbud- og efterspørgselskurverne er identiske i hhv. day-ahead og intraday markedet, hvilket betyder, at flaskehalsindtægterne og tabsomkostningerne er det eneste afgørende for samfundsøkonomien. Eksemplet viser, hvordan den samfundsøkonomiske gevinst ved implementering af implicit nettab kan mindskes grundet benyttelse af arbitrage effekten, men at situationen aldrig vil være dårligere end eksplicit håndtering af nettab, hvilket beskrives i NWE rapporten (Bilag 6).

Bilag 4 indeholder et notat, som beskriver rationale ved valg af metode for beregning af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen. Dokumentet indeholder formelen for beregning af tabsfaktoren, beskrivelse af tomgangstab, top-down og bottom-up tilgangen i beregning af nettabet, samt beregning af referenceflow. Dokumentet konkluderer på fremgangsmetoden valgt til Skagerrak-forbindelsen.

Bilag 5 indeholder den fælles nordiske rapport for implementering af implicit nettab i Norden, baseret på historiske simuleringer, i simulation facility. Rapporten benytter sig af tre måder at analysere implementering af implicit nettabshåndtering på de nordiske HVDC-forbindelser. Forbindelser til budområder udenfor Norden analyseres ikke. Først analyseres implementeringen teoretisk, derefter benyttes historiske værdier i simulation facility for at analysere day-ahead markedseffekter, sidst analyseres påvirkning af det fysiske AC nettab. Analysen viser, at implementering har en samfundsøkonomisk positiv effekt i Norden.

Bilag 6 indeholder NWE rapporten. Denne rapport indeholder en grundig forklaring af velfærdsoptimering i markedskoblingen, samtidig med en forklaring af effekten af implicit nettabshåndtering. Rapporten indeholder også en detaljeret kvantitativ analyse af velfærdsresultater fra markedskoblingen og priskonvergens med mere. Yderligere indeholder rapporten en række svar på spørgsmål stillet af regulatorer tilbage i 2013.

Bilag 7 indeholder rapporten fra MRC, som besvarer spørgsmål modtaget af markedsaktører og regulatorer i forbindelse med den foreslåede mekanisme for implicit håndtering af nettab på HVDC-forbindelser, indenfor rammerne af day-ahead markedskoblingen, som blev beskrevet i NWE rapporten. Rapporten afklarer Inter-TSO kompensationsmekanismen, og evt. diskriminering af implementering af implicit nettabshåndtering.

Bilag 8 inkluderer et høringsnotat, som formuleres på baggrund af høringssvar fra markedsaktørerne, i perioden den 30. april til og med den 29. maj 2018.

Forkortelser	Begreb
DK1	Budområde Vestdanmark
DK2	Budområde Østdanmark
SE3	Budområde Stockholm
SE4	Budområde Malmø
NO2	Budområde Sydnorge
DE	Budområde Tyskland
XBID	Grænseoverskridende intraday marked
ITC	Inter TSO kompensationsmekanisme
NWE	North Western European
AC	Alternating Current
HVDC	High-Voltage Direct Current
MRC	Multi Regional Price Coupling
SK	Skagerrak
SB	Storebælt
KO	Kontek
KS	KontiSkan

Tabel 1 Forkortelser benyttet i metodeanmeldelsen

Indholdsfortegnelse

1. Baggrund	6
2. Indførelse af Implicit håndtering af nettab	6
3. Metode for implicit nettabshåndtering	7
3.1 Koordination af tab over forskellige markeder	8
3.1.1 Påvirkningen på day-ahead markedet.....	9
3.1.2 Påvirkningen på Intraday markedet	9
3.1.2.1 Implicit nettab i XBID	10
3.2 Implementering i day-ahead algoritmen	10
3.3 Fastsættelse af tabsfaktor	11
3.3.1 Modellering af nettab på de danske forbindelser	12
3.4 Indkøb af det resterende nettab.....	14
3.5 Konsekvensanalyse	14
3.5.1 AC-nettet	15
3.5.2 Inter-TSO kompensationsmekanismen (ITC).....	15
3.5.3 Elpriserne	16
3.6 Diskriminering.....	16
3.7 Flowbased	18
4. Tidsplan	18
5. Skagerrak-forbindelsen – analyse af implicit nettab.....	19
5.1 Tabsfaktor	19
5.2 Samfundsøkonomisk analyse.....	20
5.2.1 Simulering på historiske data – resultater fra den fælles nordiske rapport.....	20
5.2.2 Energinets BID3 model	24
5.2.2.1 Scenarie 1 – Implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen med en tabsfaktor på 3,8pct., ingen implicit på COBRACable og Viking Link25	26
5.2.2.2 Scenarie 2 - Implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med forskellige tabsfaktor	26
5.2.2.3 Scenarie 3 - Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link, alle med en tabsfaktor på 3 pct.	28
5.2.2.4 Scenarie 4 – Samme tabsfaktor på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med en minimums kapacitet på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen på 1100 MW i 2020	31
5.2.3 Opsamling	31
5.3 Flow effekt og elpriser	32
6. Aktørernes kommentar	33
Bilag 1 Påvirkningen på day-ahead markedet.....	
Bilag 2 Markedssimuleringer	
Bilag 3 Ingen implicit nettabshåndtering i intraday markedet.....	
Bilag 4 Principles for calculating the loss factor – methodology	
Bilag 5 Common Nordic Report- Analyses on the effects of implementing implicit grid losses in the Nordic CCR.....	
Bilag 6 NWE Day-Ahead Market Coupling Project 'Introduction of loss factors on interconnector capacities in NEW Market Coupling' 2013.....	
Bilag 7 MRC Study on DC Losses 2016	
Bilag 8 Høringsnotat	

1. Baggrund

Ved den nuværende eksplicitte håndtering af nettab købes den tabte energi i forbindelse med transport imellem budområder direkte af TSOerne ved, at TSOen ligger elprisafhængige bud ind på børserne tilsvarende til det forventede nettab.

I Norden er der tre måder, hvorpå nettabet bliver indkøbt under den eksplicitte metode. På nogle forbindelser købes det forventede tab 50 pct. i importområdet og 50 pct. i eksportområdet. På andre forbindelser købes hele det forventede tab i eksportområdet, hvorefter TSOen i importområdet kompenserer TSOen i eksportområdet med 50 pct. Ved den tredje måde af eksplicit nettabshåndtering, køber en TSO på forbindelsen 100 pct. af det forventede nettab, og den anden TSO kompenserer så 50 pct. af omkostningen. Fælles for de tre måder er dog, at algoritmen (Euphemia) i day-ahead markedskoblingen ikke tager hensyn til, at der er et tab forbundet med at transportere energi. Dette betyder, at Euphemia ikke er indstillet til at tage hensyn til den omkostning (nettab), der er forbundet med at transportere energi mellem budområder. Det indebærer, at i timer, hvor der er udvekslinger mellem budområder, og der er små eller ingen elprisforskelle, da kan flaskehalsindtægten ikke dække de enkelte TSOers indkøb af tabt energi (nettab). Det betyder, at der bliver transporteret energi mellem budområder, selvom det i nettab koster mere at transportere energien, end der bliver skabt af velfærd ved samhandel, hvilket ikke er samfundsøkonomisk optimalt, jf. konklusionen i kapitel 5 (og Bilag 5).

2. Indførelse af Implicit håndtering af nettab

Med baggrund i overstående, er Energinets endelige mål at indføre implicit håndtering af nettab på de danske HVDC-forbindelser. Med nærværende metodeanmeldelse ønsker Energinet at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen i day-ahead markedet og det grænseoverskridende intraday marked (XBID), når XBID systemet er konfigureret til at kunne håndtere implicit nettab. Det er Energinets mål at implementere implicit nettabshåndtering simultant på disse markeder, men Energinet beder Energitilsynet om godkendelse til at implementere implicit nettab uafhængigt i markederne, hvis den tekniske løsning i XBID skulle føre til forsinkelser af implementeringen af implicit nettab i day-ahead markedet.

Som et led i denne beslutning, har Energinet i samarbejde med de nordiske TSOer udarbejdet en analyse, der viser effekterne ved at implementere implicit nettabshåndtering på forskellige forbindelser i Norden. Den fælles nordiske rapport kan findes i Bilag 5, og konkluderer, at der kan opnås en årlig samfundsøkonomisk effekt på 16,6 mio. DKK ved implementering af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen. Yderligere har North-Western European (NWE) Price Coupling Project tidligere også udført analyser, der beskriver effekterne af at indføre implicit nettabshåndtering, se Bilag 6.

Nettabsanalysen i NWE rapporten viser entydigt, at:

"Assuming that marginal welfare loss by exchanges can be adequately reflected by loss factors on all interconnectors:

- The total welfare always increases if the loss factor is included on a subset of interconnectors with the highest loss factors;*
- The highest total welfare increase is obtained if loss factors are included on all interconnectors"*

Således, hvis det er muligt at reflektere nettabet for alle forbindelser, så stiger den samfundsøkonomiske gevinst altid ved en indførelse af nettab på en del forbindelser med de højeste

tabsfaktorer. Den højeste stigning i samfundsøkonomisk gevinst fås ved at implementere nettab på alle forbindelser.

Analyserne understøttes yderligere med Energinets BID-analyse, se kapitel 5.2.2, som også tager højde for den fremtidige udvikling af HVDC-forbindelser i Danmark og resulterer i en nutidsværdi på 467 mio. DKK i en periode (levetid) over 40 år, eller en årligt effekt på 25,1 mio. DKK.

Energinet vil derfor arbejde på, i fremtiden, at implementere implicit nettabshåndtering på alle danske HVDC-forbindelser. Da det ikke er muligt for Energinet at indføre implicit nettab på alle danske forbindelser på én gang på grund af kompleksiteten ved de mange parter, som skal involveres, og fordi Energinet ikke kan indføre implicit nettab ensidigt på en forbindelse, da det kræver enighed med modparten, starter Energinet med at ansøge om godkendelse af at indføre implicit nettabshåndtering på følgende forbindelse:

- Skagerrak-forbindelsen imellem Vestdanmark (DK1) og Sydnorge (NO2).

Efterfølgende vil Energinet undersøge mulighederne for at implementere implicit nettabshåndtering på de øvrige danske HVDC-forbindelser (i prioriteret rækkefølge)²:

- COBRACable-forbindelsen imellem DK1 og Holland (NL),
- Storebælts-forbindelsen imellem DK1 og Østdanmark (DK2),
- Viking Link-forbindelsen imellem DK1 og United Kingdom (UK),
- Kontek og Kriegers Flak imellem DK2 og Tyskland (DE),
- KontiSkan-forbindelsen imellem DK2 og Sverige (SE3).

3. Metode for implicit nettabshåndtering

Det tab af energi, der sker ved transport af energi, er en kompleks formel, der består af mange parametre, så som belastning af forbindelserne og temperatur på lederne. I lyset af den nuværende udvikling indenfor diskret ikke-lineær matematik, kan en lineær approksimation til repræsentation af nettabet betragtes som rimelig, inden for den frekvens, som markedskoblingsalgoritmen er beregnet til at operere og give løsninger for. Nettabet repræsenteres således, som en på forhånd fastlagt tabsfaktor, på den enkelte forbindelse i day-ahead markedskoblingsalgoritmen. Det skal her nævnes, at markedskoblingsalgoritmen, Euphemia, udelukkende kan håndtere et lineært repræsenteret nettab.

Konsekvensen af at implementere implicit håndtering af nettab i markedskoblingsalgoritmen er, at importområdet vil modtage mindre energi end det, der sendes fra eksportområdet. Forskellen afspejler det tab, der opstår ved transporten, som ikke tages i betragtning i day-ahead markedskoblingsalgoritmen, Euphemia ved eksplicit nettabshåndtering.

Ved implementering af implicit nettabshåndtering, vil markedskoblingsalgoritmen ikke længere tillade flow over en forbindelse, medmindre elprisforskellen mellem de to budområder er større end eller lig med marginalomkostningen til nettab.

Flow: $Prisforskel \geq \text{Marginalomkostning ved nettab}$
Ingen flow: $Prisforskel < \text{Marginalomkostning ved nettab}$

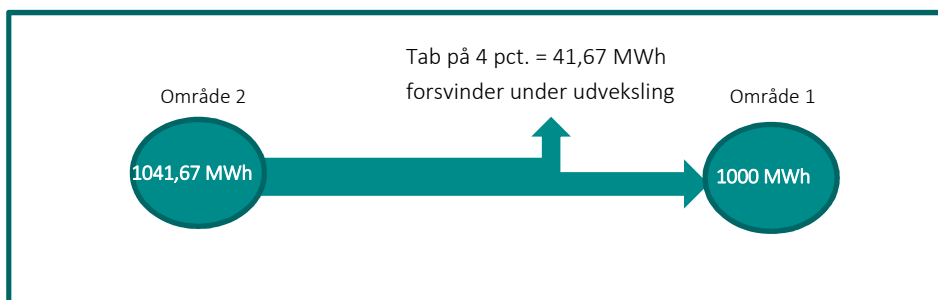
Ved at inkludere nettab i day-ahead markedskoblingsalgoritmen, dvs. have en implicit håndtering af nettab, tages der ved kapacitetstildelingen således hensyn til, at der er en økonomisk

² Øresund og Vestdanmark-Tyskland forbindelsen er ikke inkluderet, fordi det er AC-forbindelser. Årsag til dette forklares i Kapitel 3.5.1.

omkostning forbundet med at transportere energi. I praksis vil det foregå ved at inkludere en tabsfaktor, som udtrykker den procentdel af energien, der tabes under udvekslingen. Det indebærer, at den marginale velfærdsgevinst (elprisforskellen mellem budområderne, flaskehals-indtægten) skal være større end, eller lig med, det marginale velfærdstab (nettabsomkostningen) ved at transportere energien, for, at en udveksling vil finde sted. Implicit håndtering af nettab sikrer således en samfundsøkonomisk optimal udnyttelse af kapaciteten på udlandsforbindelserne, under hensyntagen til nettabsomkostninger.

$$Mængde_{ud} = Mængde_{ind} (1 - \text{nettabsfaktor})$$

I eksemplet i Figur 1, skal elprisen i område 1 således være 4 pct. højere end i område 2, før end, at der vil ske en udveksling over forbindelsen.



Figur 1 Arbitrært eksempel på tabsfaktor på en forbindelse mellem to budområder. Ovenstående er givet i MWh per time.

3.1 Koordinering af tab over forskellige markeder

Nettede (modsatrettede) flow allokeringer i forskellige markeder kan betyde, at omkostninger ved at indføre implicit nettabshåndtering, og dermed internalisering af den eksterne effekt, er større, end de faktiske omkostninger til nettab. Specielt, ved handel over forskellige markeder, såsom day-ahead og intraday.

Yderligere bør implementeringen være koordineret og kompatibel imellem markederne, for at sikre, at implementeringen ikke skaber forvridninger i markedet. Der arbejdes i XBID projektet på en teknisk løsning for implicit nettabshåndtering i XBID, som er kompatibel med day-ahead løsningen. Afhængigt af implementerings- og performanceanalysen, vil løsningen kunne implementeres en gang i 2019.

Energinet arbejder i retning af at implementere implicit nettab simultant i day-ahead og intraday markedet. Dog kan der opstå en situation, hvor timingen af de tekniske løsninger implementering ikke passer overens. I tilfælde deraf, vil der således være en mindre periode fra indførelse af implicit nettab på day-ahead markedet frem til implementering i XBID.

Det er Energinets konklusion, at denne mindre periode ikke vil forvride, eller fulkommen negere den samfundsøkonomiske gevinst, som beskrevet i (Bilag 3), hvorfor det vigtigste er en implementering i day-ahead markedet, snarest muligt.

Påvirkningen på day-ahead og intraday markedet er beskrevet i efterfølgende kapitler 3.1.1 og 3.1.2.

3.1.1 Påvirkningen på day-ahead markedet

Når implicit nettabshåndtering implementeres imellem to budområder betyder dette, at elpriserne ikke længere kan konvergere fuldt, og der vil ikke være timer, hvor der er ens elpris imellem de to budområder, med mindre der er alternative grænser uden implicit nettabshåndtering, over hvilke denne fulde konvergens kan opnås. I situationer, hvor kapaciteten er fuldt udnyttet på en forbindelse, da vil elprisen i importområdet være uændret, imens, at elprisen i eksportområdet vil stige. Omvendt, i situationer, hvor den fulde kapacitet på forbindelsen er uudnyttet, vil elprisen stige i importområdet imens, at elprisen vil falde i eksportområdet (grundet den teoretisk mindre efterspørgsel, givet af de højere priser).

Konsekvenserne er, at summen af det samlede forbruger- og producentoverskud vil være negativ, resulterende fra et større tab ved forbrugerne end gevinsten ved producenterne. Dette kompenseres imidlertid af en reduktion i omkostningerne til nettab (på HVDC-forbindelserne), når forbindelserne ikke er fuldt udnyttet, da flowet her reduceres. Dette reducerer TSOernes omkostning til nettab og i sidste ende tariffen, der helt, eller delvis kompenserer forbrugerens og producenterens tab. Dette er illustreret i Bilag 1 og i tabel 2 af den fælles nordiske rapport (Bilag 5).

I den fælles nordiske rapport (Bilag 5), har Energinet sammen med de andre nordiske TSO'er, gennemført kvantitative analyser, der nærmere beskriver effekterne og den overordnede forventede samfundsøkonomiske effekt.

Resultaterne fra denne analyse viser, som nævnt, at der er en betydelig **årlig gevinst på 16,6 mio. DKK for Danmark, ved implementeringen af implicit nettab på Skagerrak**, hvilket understøttes af BID-analysen (5.2.2), som beskriver **en årlig effekt på 25,1 mio. DKK**. Den samlede **nettonutidsværdi over en periode af 40 år er på 467 mio. DKK**.

3.1.2 Påvirkningen på Intraday markedet

Dette kapitel beskriver, hvorfor det stadigvæk er en samfundsøkonomisk gevinst at implementere implicit tabshåndtering i day-ahead markedet før implementering i intraday markedet.

Den tidligere omtalte NWE rapport konkluderer, at selvom der ikke skulle blive implementeret implicit håndtering af nettab i intraday markedet, da vil den samlede samfundsøkonomiske gevinst ikke blive negativ, som beskrevet i (Bilag 3).

Hvis der på en grænse er indført implicit håndtering af nettab i day-ahead markedet, men ikke i intraday markedet, kan der opstå arbitragemuligheder imellem de to markeder, da den kapacitet der måtte være uudnyttet i day-ahead markedet, som følge af optimering med implicit nettabshåndtering, kan blive udnyttet i intraday markedet.

Denne arbitragemulighed afhænger af forskellige faktorer, såsom elprisforskellen, og reduktion af gevinsten i day-ahead markedet for markedsaktørerne grundet indførelsen af implicit nettab (marginal tabsomkostning). Derudover, er der også en større risiko involveret, hvis aktøren fravælger at sætte bud i day-ahead markedet for at søge en gevinst i intraday markedet. Ovenstående beskrives yderligere i Bilag 3.

Som nævnt i kapitel 3.1, arbejdes der i XBID projektet, på at indføre muligheden for at have implicit nettabshåndtering i intraday markedet. Forventningen er, at dette - afhængigt af implementerings og performanceanalysen i XBID - kan implementeres i 2019. Dette betyder,

såfremt tidspunktet for XBID løsningen ikke passer overens med implementeringen af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, da vil det være en mindre og begrænset periode (forventet maksimum et halvt år), hvor der kun vil være implicit nettabshåndtering i day-ahead markedet. Derfor skal det pointeres, at effekten i Bilag 3, udelukkende beskrives, da det er en mulighed. Men Energinet er overbevist om, grundet erfaringer hos andre TSO'er, som beskrives i Bilag 3, og NWE rapporten (Bilag 6), at arbitragemuligheden ikke vil være et problem, der eliminerer den samfundsøkonomiske gevinst.

3.1.2.1 Implicit nettab i XBID

Den forventede model i XBID tager udgangspunkt i en samfundsøkonomisk optimering, under begrænsninger, såsom ramping. Det ønskede fremtidige koncept baserer sig på implementering af en tabsfaktor på de forbindelser, der har implicit nettab, dvs. at tabsfaktoren er nul ved forbindelser, som ikke har implicit nettab.

I matching processen bliver den allokerede kapacitet i eksportområdet (sending end) højere end det, som leveres til importområdet (receiving end), ligesom i Euphemia. Købs- og salgsbud, der matches i XBID's Shared Order Book, kommer til at have den samme handelsmængde. På grund af nettab, vil den leverede mængde dog ikke være den samme. Elprisen justeres derfor, for at korrigere mængden, således, at den samme handelsmængde kan beholdes i de matchede bud.

Hvis flow på en forbindelse med implicit nettab øges, vil den overordnede tabte energimængde også stige. Falder flowet på en forbindelse vil den tabte energimængde falde. Deraf følger, at en handel i retning af flowet har en positiv tabsfaktor, hvorved den overordnede tabsmængde stiger, hvorimod en handel imod flowretningen har en negativ tabsfaktor, og dermed reducerer flowet. Komplekse matchingsprocesser håndteres også med algoritmen i XBID systemet. Inden implementering af implicit nettab i XBID, vil en yderligere beskrivelse af funktionaliteten følge.

3.2 Implementering i day-ahead algoritmen

Day-ahead markedskoblingsalgoritmen kan allerede håndtere implicit nettab på HVDC-forbindelser. Day-ahead markedskoblingsalgoritmen maksimerer den samfundsøkonomiske gevinst under begrænsninger, som fx ramping og tabsfaktorer.

Tabsfaktoren leveres af TSO'en sammen med kapacitetsmængden på daglig basis til markedskoblingen. Dette betyder, at der ikke skal foretages implementering i selve markedskoblingsalgoritmen, men at TSO'erne blot skal sikre, at tabsfaktorerne medsendes, som en parameter, når data sendes til markedskoblingsalgoritmen. Yderligere betyder det, at tabsfaktoren nemt kan ændres i tilfælde af væsentlige ændringer i flowmønstrene.

Begrænsningerne på en forbindelse reflekteres i den kapacitet, som tildeles markederne. Dette betyder, at kapacitetsmængderne der leveres af TSO'erne til day-ahead markedskoblingsalgoritmen, skal beregnes i afsender enden "sending end", og kapacitetsberegningssmetoden udviklet i den relevante CCR, skal således tage højde for det.

En beskrivelse af markedskoblingsfunktionen kan findes på [epexspot.com](https://www.epexspot.com)³

³ Link: <https://www.epexspot.com/document/37644/EuphemiaPct.20PublicPct.20Description>

3.3 Fastsættelse af tabsfaktor

Som nævnt, fastsættes tabsfaktoren som en lineær approksimation af det faktiske nettab. Tabsfaktorer fra HVDC-forbindelser der består af flere poler, såsom Skagerrak-forbindelsen og KontiSkan-forbindelsen, skal aggregeres til en faktor. Således vil tabsfaktoren for forbindelser med flere poler afhænge af konfigurationen af HVDC-forbindelsen, såvel som last-fordelingen imellem polerne.

Den fastlagte tabsfaktor kan beregnes på forskellige måder, og basalt set, er der tre varianter, hvorpå tabsfaktoren kan fastlægges:

- 1) Tabsfaktoren er baseret på målinger (top-down).
- 2) Tabsfaktoren er baseret på producentens specifikationer af komponenter (bottom-up).
- 3) En kombination af 1) og 2).

Og inden for disse varianter, anvendes der forskellige metoder for at finde den bedste passende lineære tabsfaktor. For eksempel til variant 1):

- den bedste pasform ved maksimal flow,
- den bedste pasform ved det mest hyppige flow eller
- den bedste pasform ved et gennemsnitligt flow.

Ovenstående flows beskrives efterfølgende som reference flow. Energinet har med den norske TSO, Statnett - som beskrevet i Bilag 4- valgt at benytte en kombination af tabsfaktoren baseret på producentens specifikationer (bottom-up), og en metode, baseret på målinger (top-down). Dette betyder reelt, at tabsfaktoren fra starten af implementeringen, baseres på producentens specifikationer, som er tilpasset med faktiske målinger på forbindelsen.

Analysen fra Energinet og Statnett har vist, at der ikke vil være den store forskel i tabsfaktoren i løbet af årstiderne. Derfor beregnes referenceflowet med medianen af alle timeflows, som ikke er nul flows, da det forventes at bedre kunne håndtere fejl, der forårsages af konveksiteten, eller ikke-lineariteten af de reelle tab, end de andre mulige metoder. Yderligere tager lineraliseringen højde for tomgangstab, dvs. det tab som findes uden et flow på forbindelsen, men hvor HVDC-forbindelsen er spændingssat.

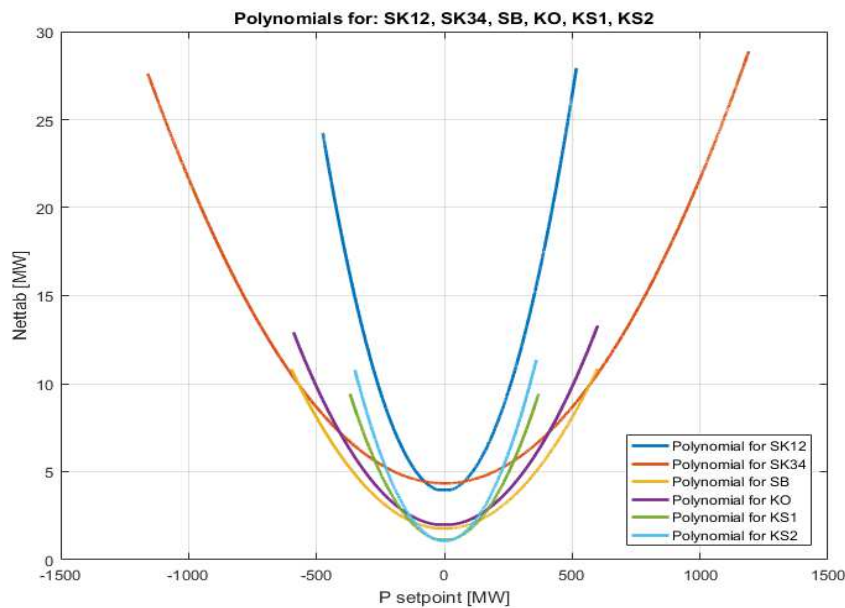
For at sikre en tabsfaktor, der nærmere sig det reelle tab på forbindelsen, ønskes tabsfaktoren tilpasset på årligt basis, afhængigt af ændringen i referenceflowet fra foregående år. Yderligere, er der et behov for at tillade en justering, i tilfælde af planlagte og ikke planlagte udetider på forbindelserne, som fører til en ændring af tabsfaktoren med mere end 20 pct.⁴ I det tilfælde vil TSOerne informere NEMOerne, med minimum en uges varsel, og samtidig også informere Energitisynet, for at implementere denne justering af tabsfaktoren.

Det vurderes, at denne fleksible måde at håndtere tabsfaktoren også er acceptabelt for fremtidig indførelse af implicit nettab på andre forbindelser, hvor fx ved en enkeltpolsforbindelse som Cobra, top-down metoden er præcis og fyldestgørende i sig selv. Dette kræver yderligere analyse og samarbejde med nabo TSOerne og deres regulatorer omkring fastsættelse af metode.

⁴ Denne procent er valgt, fordi dette vil lede til en så betydelig forskel mellem det approksimerede tab, og det realiserede tab, på forbindelsen, hvilket derfor kræver en justering.

3.3.1 Modellering af nettab på de danske forbindelser

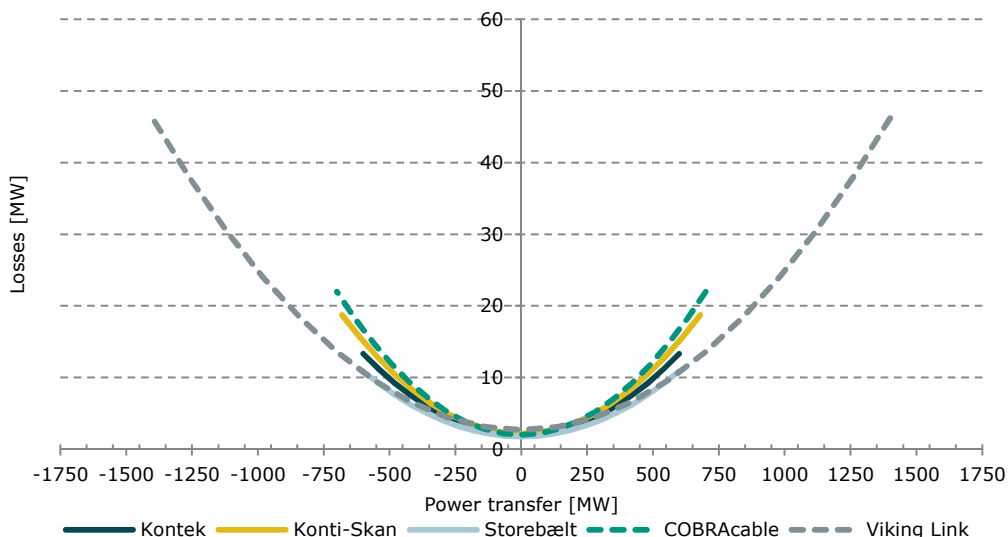
Figur 2 illustrerer den totale nettab på HVDC-forbindelserne, som viser de forskellige størrelsesordener af nettab, der forekommer på HVDC-forbindelserne.



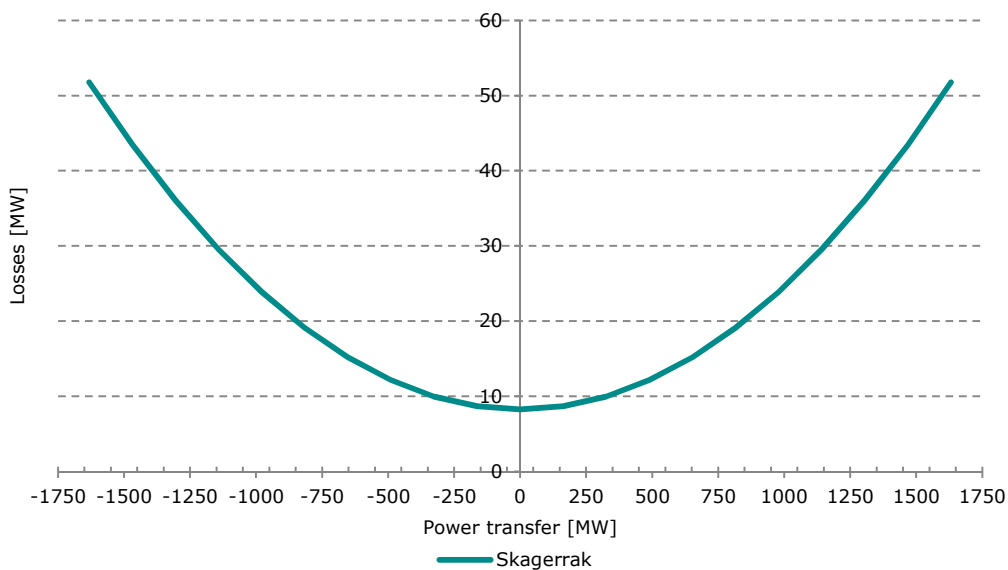
Figur 2 Det totale nettab for de eksisterende HVDC-forbindelser, Skagerrak (SK12, SK34), Storebælt (SB), Kontek (KO) og KontiSkan (KS1, KS2).

Ovenstående figur viser også, at nettab på HVDC-forbindelser - med god tilnærmelse – kan estimeres ud fra en kvadratisk funktion, der er proportional med flowet, plus en konstant faktor, der beskriver tabet, når der ingen flow er. Det er også tydeligt, at der er forskelle mellem tabet på de forskellige poler af forbindelserne.

Baseret på en proportional fordeling på hver pol på de HVDC-forbindelser med flere poler (Skagerrak- og KontiSkan-forbindelserne) og med en metode, hvor der benyttes den bedste pasform ved det mest hyppige flow (reference flow), da bliver det estimerede nettab, som beskrevet i Figur 3 og Figur 4. Forbindelserne holdes separat, for at lægge vægt på Skagerrak-forbindelsen i Figur 4.

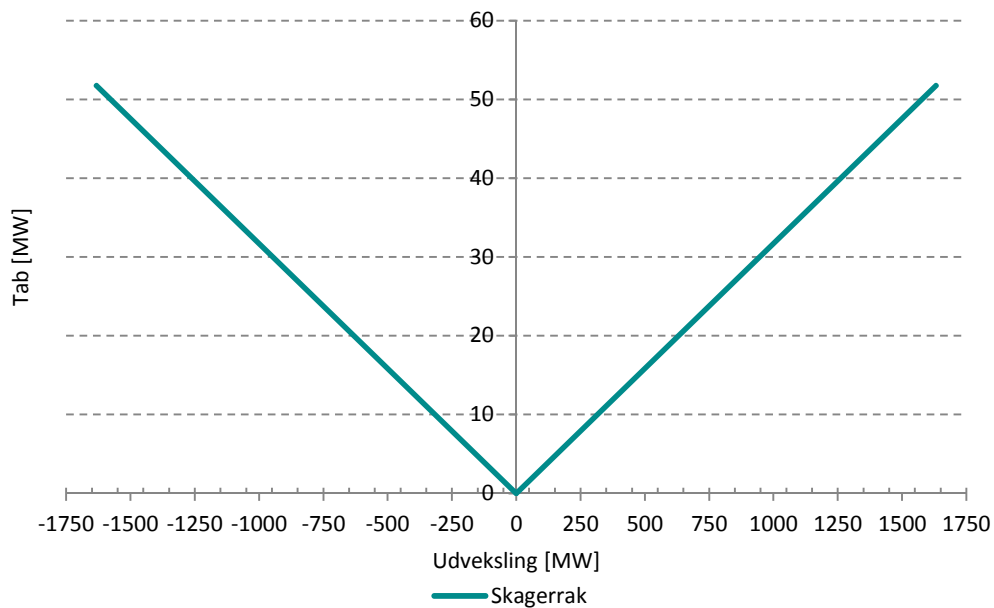


Figur 3 Estimeret nettab på eksisterende forbindelser (solide linjer, Kontek, KontiSkan og Storebælt), og fremtidige forbindelser (stiplet linjer, COBRACable; Viking Link).



Figur 4 Estimerede nettab på Skagerrak-forbindelsen.

Nedenstående Figur 5 er den lineære approksimation af tabsfaktoren på ovenstående estimat, hvilket implementeres i Euphemia algoritmen, som en lineær funktion.



Figur 5 Lineær approksimation af nettab som implementeres i Euphemia algoritmen.

Det bemærkes, at tabsfaktorerne på de fremtidige forbindelser bør genbesøges tættere på idriftsættelsen af disse, derfor beskrives de ikke yderligere i dette dokument. Nedenstående tabel viser referenceflowet baserende på 2017 og den beregnede implicitte nettab.

Forbindelse	Kapacitet [MW] DK1 -> NO2	Kapacitet [MW] NO2 -> DK1	Referenceflow [MW]	Nettab [MWh]
Skagerrak	1632	1632	946	22,8

Tabel 2 Referenceflow for 2017, samt beregnet implicit nettab baseret på måledata for forbindelserne, og reference flowet, påseret på median i alle timer med ikke nul flows, Skagerrak

For Skagerrak-forbindelsen er følgende tabsfaktor beregnet på fuldlast og hhv. referenceflowet.

Skagerrak	Fuldlast	Referenceflow
Tabsfaktor	3,2 pct.	2,5 pct.

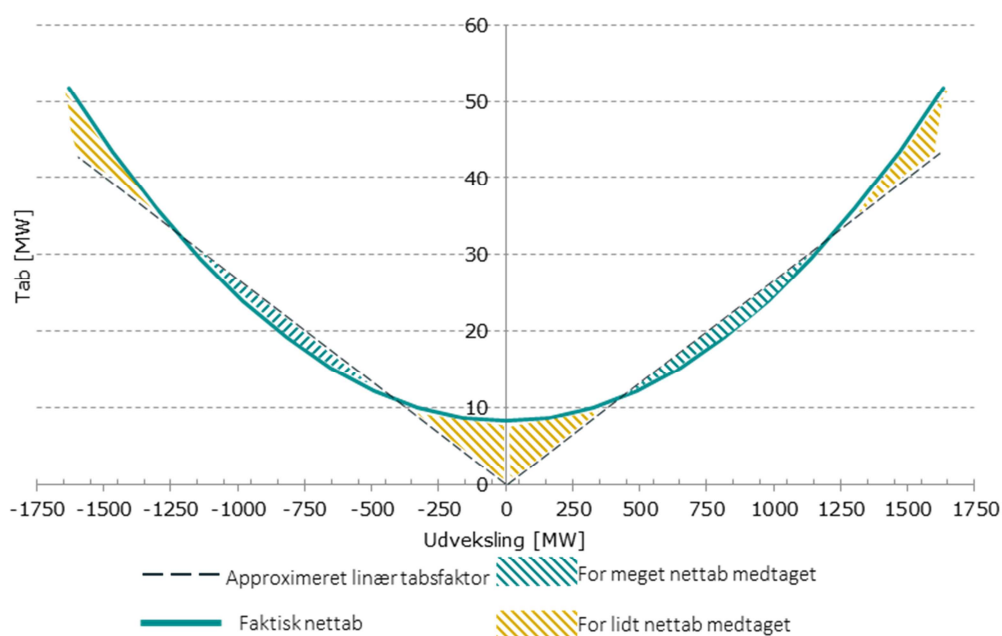
Tabel 3 Tabsfaktor for Skagerrak-forbindelsen under fuldlast og ved referenceflowet (i pct.).

Energinet vil dermed fra implementeringstidspunktet af implicit håndtering af nettab benytte en **tabsfaktor på 2,5 pct.**

3.4 Indkøb af det resterende nettab

Som beskrevet i foregående kapitel, så vil tabsfaktoren i markedskoblingen blive repræsenteret ved en konstant værdi. I realiseret drift, vil en tabsfaktor ikke være konstant, og den fastsatte tabsfaktor vil derfor ikke være tilstrækkelig til at dække nettabet i realtid. Fejlen forbundet med at estimere tabet, hvor tabsfaktoren enten over- eller underestimerer tabet, vil være TSOernes ansvar, og vil blive håndteret ved hjælp af balancemarkedet.

Nedenstående Figur 6 illustrerer det resterende nettab, som enten er for meget, eller for lidt, ift. den realiserede faktiske nettab.



Figur 6 Resterende nettab illustreret ved det skraverede område imellem det faktiske nettab (den mørkeblå linje) og tabsfaktoren i markedskoblingsalgoritmen (den stiplede mørkeblå linje).

3.5 Konsekvensanalyse

Implementering af implicit håndtering af nettab har betydning for AC-nettet, Inter-TSO kompensationsmekanismen og elpriserne i markedet, som beskrives i dette kapitel.

3.5.1 AC-nettet

Modsat HVDC-forbindelserne, hvor tabet tilnærmelsesvis kan beskrives lineært, så er nettabet i det mere forgrenede AC-net mere kompliceret at beskrive. Flowet i AC-nettet kan ikke styres på samme måde, som på HVDC-forbindelserne, og sammenhængen mellem udvekslinger og tab, kan ikke beskrives lineært.

Fysikken i AC- og HVDC-forbindelserne er forskellige, og deres nettab er således også forskellige. Hvad angår modellering, kan markedskoblingsalgoritmen udelukkende beskæftige sig med lineære forenkede tabsfaktorer. Hvis tabsfaktorerne for AC-nettet skulle laves, som variable faktorer, udledt af nettets fysiske ikke-lineære formler afhængige af optimeringsvariabler, risikeres der at priskrydset ikke opnås i algoritmen grundet kompleksiteten af beregningerne, dvs. ingen resultat opnås inden for de fastsatte deadlines. Dette indebærer, at kun en lineær tabsfaktor kan indføres på AC-nettet. Da en lineær tabsfaktor er en meget mere forenklet tilnærmelse for AC-nettet end for HVDC-forbindelserne, vil en tabsfaktor ikke nøjagtigt reflektere niveauet af nettab på AC-nettet. Nettabet i AC-nettet bør derfor fortsat udelukkende håndteres eksplicit.

Når der indføres implicit håndtering af nettab alene på HVDC-forbindelserne, og ikke på AC-nettet, vil transporten igennem HVDC-forbindelserne blive dyrere, og mere strøm vil blive transporteret via AC-nettet. Dermed vil HVDC-tabene falde, imens AC-tabene vil stige. Dette vil dog i høj grad afhænge af strukturen i nettet, fordelingen af forbrug, og produktion i nettet, såvel som, antallet af ruter for flow imellem budområderne, og kapaciteten, som gives til markedet. Effekterne er således eksterne omkostningselementer, der skal betragtes sammen med den samfundsøkonomiske gevinst for hver forbindelse, hvor der implementeres implicit nettabshåndtering, for at afgøre, hvorvidt implementeringen af implicit håndtering af nettab, skaber en positiv eller negativ effekt på den samlede samfundsøkonomi.

Den fælles nordiske rapport inkluderer øgede omkostninger ift. AC nettab i analysen, som der dermed tages højde for i den overordnede samfundsøkonomiske analyse. Yderligere viser den fælles nordiske rapport, at der ikke er store forskelle mellem flowet på de forskellige scenarier i implementering af implicit nettab i Norden. Dermed konkluderes, at der ikke forventes at være en betydelig ændring i maksimal flow på AC forbindelserne i Norden.

3.5.2 Inter-TSO kompensationsmekanismen (ITC)

Inter-TSO kompensationsmekanismen (ITC) har til formål at kompensere for nettab i AC-nettet, som følge af transit flow, imens, at implicit nettabshåndtering har til formål at integrere nettabet i markedskoblingsalgoritmen ved at adressere det direkte flow. De to systemer håndterer således to forskellige nettab, og det er rimeligt at konkludere, at der ikke er et overlap imellem de to kompensationsmekanismer, Bilag 7.

ITC består af to bidrag. En betaling til tabskompensation og en betaling for omkostningen ved at stille infrastruktur til rådighed for grænseoverskridende flows. En yderligere beskrivelse af ITC kan findes på [ACER.europa.eu](https://acer.europa.eu)⁵.

Det skal dog nævnes, at ved indførelse af implicit nettabshåndtering på HVDC-forbindelserne, påvirkes den rute, som energien tager. Dette vil således også påvirke transit flow. Som følge af

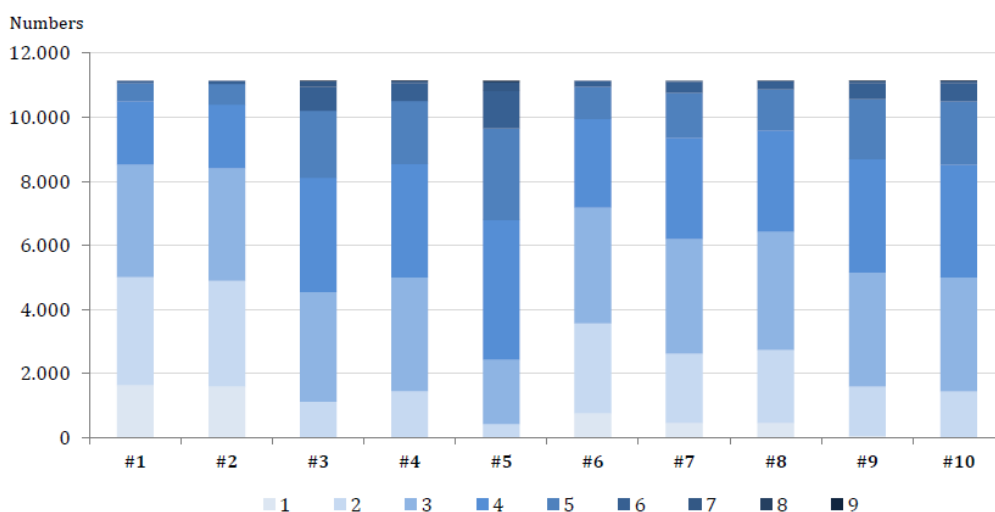
⁵ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ITC%20Monitoring%20Report%202017.pdf giver et fint overblik over konsekvenserne af det.

dette, kan ITC kompensationen ændres, men der vil ikke ske en dobbelt-kompensation. ITC kompensationsmekanismen er et nul-sums-spil, hvor kompensationen er lig med den estimerede omkostning, der har været til indkøb af nettab. Der vil således, ved en implementering af implicit nettabshåndtering, være tale om en omfordeling af kompensationen mellem TSOerne. Og det vil muligvis resultere i en mindre total ITC kompensation for Energinet, da indførelsen af implicit nettab sikrer et mere samfundsmæssigt optimalt flow af energi.

3.5.3 Elpriserne

Implementeringen af implicit nettabshåndtering tillader ikke situationer med samme elpris i både import- og eksportområdet, derfor vil antallet af timer med samme elpris blive nul, med mindre der er alternative grænser uden implicit nettabshåndtering, over hvilke denne konvergens kan skabes.

I den fælles nordiske rapport tælles antallet af unikke elpriser (elpriser, der afviger fra alle andre elpriser) for hver time i alle scenarierne af analysen. Hver kolonne repræsenterer et af scenarierne⁶, hvor scenarie 2 simulerer reference casen (implicit nettabshåndtering på NorNed og Baltic cable), og scenarie 6 simulerer implementeringen af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Værdierne 1-9 angiver antallet af forskellige elpriser, og den respektive farve indikerer volumen af timer med det specifikke antal af forskellige elpriser. Som det kan ses af Figur 7, så er antallet af timer med mange forskellige elpriser meget få for alle scenarierne, og der er ikke en betydelig ændring i Scenarie 6, som dermed stadigvæk overordnet har mange timer med få forskellige priser.



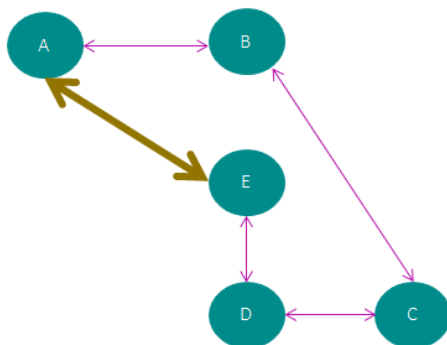
Figur 7 Antallet af timer (numbers, er de historiske timer fra februar 2014 til maj 2015) med forskellig elpris i Norden i de forskellige scenarier af analysen. Bemærk: Scenarie 6 er implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak. (lys farve 1= timer med en forskellig pris, mørk farve 9= timer med 9 forskellige priser).

3.6 Diskriminering

Under visse forhold kan AC-nettet overtage flow fra HVDC-forbindelserne. Dette sker, når den relative elprisforskel er lavere end tabsfaktoren på HVDC-forbindelsen, og AC-nettet ikke er fuldt udnyttet. Skiftet i flow fra HVDC-forbindelsen til AC-nettet kan påvirke de marginale driftsomkostninger for det påvirkede AC-net.

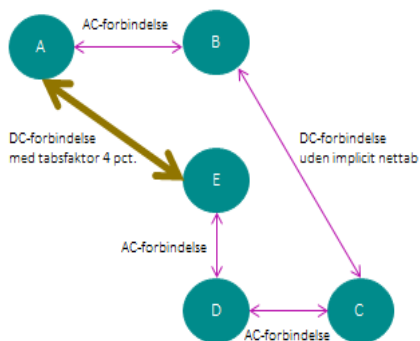
⁶ Scenarierne beskrives yderligere i den fælles nordiske rapport i Bilag 5, vigtigt for denne metodeanmeldelse er Scenarie 2 (reference) og scenarie 6 (implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak forbindelsen).

I tilfældet af to parallelle ruter i et budområde, hvor der på den ene rute er en HVDC-forbindelse med implicit nettabshåndtering, og på den anden rute er en AC-forbindelse, eller en HVDC-forbindelse, uden implicit nettabshåndtering, så opstår en merit order effekt (re-routing effekt).

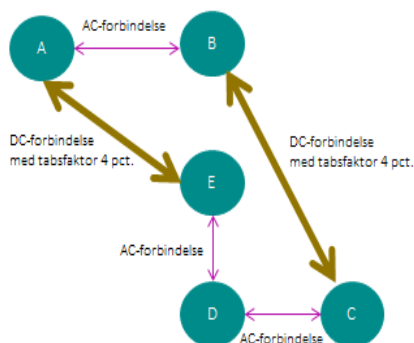


Figur 8 Illustration af to parallelle ruter ind i et budområde E.

Denne merit order effekt modvirkes, hvis den samlede tabsfaktor på begge ruter udlignes. Specifikt, hvis den ene rute har en HVDC-forbindelse med implicit håndtering af nettab, og den anden alternative rute har mindst en HVDC-forbindelse med den samme tabsfaktor, som den højeste tabsfaktor på den parallelle rute (f.eks. ved harmonisering af den anvendte tabsfaktor), så forekommer der ikke re-routing-effekter, men den samlede udveksling mellem markedsområderne vil blive reduceret, på grund af, at tabsfaktoren anvendes på begge ruter (Bilag 7).



Figur 9 To parallelle ruter hvor der er implicit nettabshåndtering på den ene, men ikke på den anden.



Figur 10 To parallelle ruter hvor der er implicit nettabshåndtering på dem begge, og der derfor ikke forekommer re-routing effekter.

Det kan derfor teoretisk give mening at anbefale ens, eller i det mindste koordinerede, tabsfaktorer, hvilket også anbefales i MRC rapporten (Bilag 7).

Det er dog tydeligt i den fælles nordiske rapport (Bilag 5), at der ikke er stor forskel for Skagerrak, om der benyttes den samme, eller forskellige tabsfaktorer. Dette bekræftes også i Energinets BID-analyse (Kapitel 5.2.2), hvor det faktisk resulterer i en højere samfundsøkonomisk gevinst, med forskellige tabsfaktor på HVDC-forbindelserne Skagerrak, COBRACable og Viking Link. Således vil det være Energinets fokus at benytte samme eller sammenlignelig metode i beregningen af tabsfaktoren, for at øge transparensen på området, men selve tabsfaktoren kan variere på de forskellige forbindelser, hvor implicit nettabshåndtering implementeres.

3.7 Flowbased

Energinet er opmærksom på, at analyserne og argumenterne for indførelse af implicit nettabshåndtering er baseret på NTC kapacitetsberegningsmetoden. Denne kapacitetsberegningss metode er, som minimum, gældende indtil midten af 2020.

Analyserne og arbejdet på den fremtidige flowbased kapacitetsberegningssmetoden er i gang, hvor der tillades non-intuitive flows på HVDC-forbindelser, som allerede er blevet realiseret i simuleringer.

Disse non-intuitive flows i simuleringerne, er ikke forårsaget af ramping restriktioner, ekstraordinære begrænsninger på omkringliggende forbindelser eller negative elpriser i eksport området, men derimod af den velfærdsmaximerende optimering i markedskoblingen.

Hvis Euphemia er designet i overensstemmelse med den teoretiske forståelse af flowbased inklusive non-intuitive flows, så bliver den samfundsøkonomiske gevinst af Flowbased ikke påvirket negativt af implicit nettab, og Euphemia vil stadigvæk kunne maksimere velfærdsøkonomien.

Fra tidspunktet for implementering af implicit håndtering af nettab, er der stadigvæk mere end et år, inden Flowbased kapacitetsberegning implementeres i CCR Nordic, hvori den samfundsøkonomiske gevinst af implicit håndtering af nettab allerede kan generes. Yderligere, vil der frem til implementering af Flowbased, sikres øget forståelse af denne yderlige kompleksitet, gennem simuleringer, for at understøtte den forhenværende teoretiske forståelse.

4. Tidsplan

Som nævnt, omfatter denne metodeanmeldelse implementeringen af implicit nettab for day-ahead og intraday på Skagerrak-forbindelsen.

Det er Energinets plan at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen snarest muligt efter metodegodkendelsen fra Energitilsynet tillader implementeringen i både day-ahead markedet og intraday markedet⁷. Dette forventes tidligst medio 2019.

Som nævnt, er der planer om også at indføre implicit nettab på Cobra Cable, hvilket indføres efter aftale med nabo-TSOen TenneT og godkendt metodegodkendelse af Energitilsynet.

For Viking Link er det Energinets plan at have implicit håndtering af nettab fra idriftsættelsesdatoen, forventeligt i 2024.

⁷ Evt. tidsmæssigt uafhængig implementering i markederne, hvis den tekniske løsning i XBID skulle føre til forsinkelser af implementeringen i day-ahead markedet.

5. Skagerrak-forbindelsen – analyse af implicit nettab

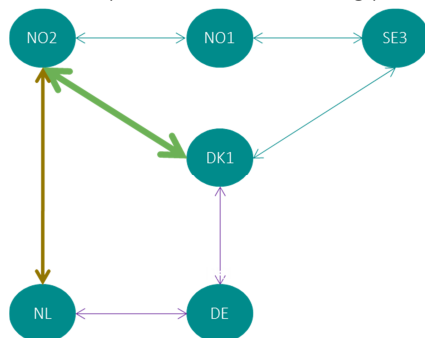
Analyserne af effekten ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen viser, at indførelsen er samfundsøkonomisk optimalt for Danmark samtidig med, at de negative effekter på AC-nettet, som følge af ændringer i transporten, er minimale (Kapitel 5.2.1, 5.2.2 og 5.3).

Yderligere eksisterer der i dag implicit håndtering af nettab på NorNed forbindelsen imellem Norge og Holland. Som også beskrevet i kapitel 3.6, så kan der opstå forvridninger i flows, hvis der eksisterer flere parallelle ruter, hvor der ikke er implementeret implicit nettabshåndtering på alle forbindelser. Dette er nettop gældende for Skagerrak-forbindelsen, og der sker derfor i det nuværende setup med implicit nettabshåndtering på NorNed forvridninger i flows.

BID-analysen viser, at implementeringen af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen, har en nettonutidsværdi på 467 mio. DKK, set over en 40 årig periode, eller for sammenligning med den fælles nordiske rapport, en årlig effekt på 25,1 mio. DKK. Den fælles nordiske rapport resulterer i en årlig effekt på 16,6 mio. DKK for Danmark.

Dette resultat forbedres, når implicit nettabs også implementeres på de kommende forbindelser COBRAcable og Viking Link, med en nettonutidsværdi på 759,9 mio DKK, eller en årligt effekt på 44,6 mio. DKK. Dette understøtter dermed forventningen, som illustreres af den fælles nordiske rapport. BID-analysen og den fælles nordiske rapport, viser også, at der ikke er en fordel i at implementere den samme nettabsfaktor på de forskellige forbindelser, hvilket faktisk resulterer i en mindre nettonutidsværdi, som kan begrundes ved forskellige faktorer, fx at den implicite faktor er mere upræcis og dermed en større del af tabet bliver betalt via flaskehalsindtægten.

Energinet ønsker derfor at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen.



Figur 11 Illustration af topologi med implicit nettabshåndtering på NorNed (gul pil) og minimum en alternativ rute (lilla pile), hvor der ikke er indført implicit nettabshåndtering.

5.1 Tabsfaktor

Energinet og Statnett har valgt en fleksibel fremgangsmåde, som er en kombination af tabsfaktoren baseret på producentens specifikationer, og en metode, baseret på målinger. Metoderne tager højde for tomgangstab, og beregningen af referenceflowet baserer på medianen af ikke-nul flows. Således, med et referenceflow fra 2017, på 946 MW, implementeres en tabsfaktor på 2,5 pct. i markedskoblingsalgoritmen. Denne kan justeres på årligt basis (ny referenceflow), samt ved ekstraordinære hændelser der fører til en ændring af tabsfaktoren med mere end 20pct. I det tilfælde vil TSOerne informere NEMOerne med minimum en uges varsel, og samtidig også informere Energitilsynet, for at implementere denne justering af tabsfaktoren.

5.2 Samfundsøkonomisk analyse

Den forventede gevinst for det danske samfund er estimeret via nedenstående:

1. En fælles nordisk rapport⁸ indeholder en analyse foretaget ved at simulere markedsli-gevægten i PX simulation facility på historiske ordrebøger (5.2.1)
2. BID-analysen med fremskrevne data fra Energinets BID3 model til simulering effekten i hhv. 2020 og 2030 med interpolering imellem. (5.2.2)

Begge analyser viser at den samlede samfundsøkonomiske gevinst er positiv for Danmark. Simuleringen på de historiske data viser, i den fælles nordiske rapport, at Danmark vil få en samlet gevinst på 2,2 mio. EUR/år, svarende til 16,6 mio. DKK/år, ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. BID-analysen med fremskrevne data fra Energinets BID model viser en netto nutidsværdi på 467 mio. DKK over den 40 årige levetid og en årlig effekt på 25,1 mio. DKK, hvilket er sammenligneligt med resultatet fra den fælles nordiske rapport. Denne case forbedres med implementering af implicit nettab på de andre forbindelser, såsom COBRACable og Viking Link i fremtiden.

5.2.1 Simulering på historiske data – resultater fra den fælles nordiske rapport

Simuleringen på historiske data er foretaget over en periode på 16 måneder fra februar 2014 til maj 2015⁹, hvor timeopløsning er blevet brugt. Samtidig er simuleringen foretaget med en tabsfaktor på 3,8 pct. Simuleringen foretages for det scenarie, hvor der er implicit nettabshåndtering på NorNed (NO2-NL), Baltic cable (SE4-DE) og implementeres på Skagerrak-forbindelsen.

Hvis markedsvelfærd (ΔM) defineres til at være summen af ændringen i producentoverskuddet (ΔPS), ændringen i forbrugers overskuddet (ΔCS) og ændringen i flaskehalsindtægten (ΔCI). Alle beregnet som resultat af markedskoblingsalgoritmen. Da er $\Delta M = \Delta PS + \Delta CS + \Delta CI$.

Hvis ændringen i omkostningen til AC-nettab defineres til ΔAC og ændringen i omkostningen til nettab i HVDC-nettet defineres som ΔDC . Den samlede samfundsøkonomiske gevinst (ΔW) kan beskrives ved: $\Delta W = \Delta M - \Delta AC - \Delta DC$.

Simuleringen på historiske data viser, at den samlede samfundsøkonomiske gevinst for Danmark ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen er givet ved:

Forbrugs-overskud (ΔCS)	Producent-overskud (ΔPS)	Flaskehals-indtægt (ΔCI)	Markedsvelfærd (ΔM)	DC nettabsomkostninger (ΔDC)	AC nettabsomkostninger (ΔAC)	Samlede samfundsøkonomiske gevinst (ΔW)
-14,5	6,6	23,8	-8,5	-24,3	-0,8	16,6

Tabel 4 Overblik over resultaterne ved at simulere implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Alle tal er i mio. DKK/år og er det samlede tal for Danmark.

Ændringen i AC nettabsomkostninger (ΔAC) for de nordiske budområder:

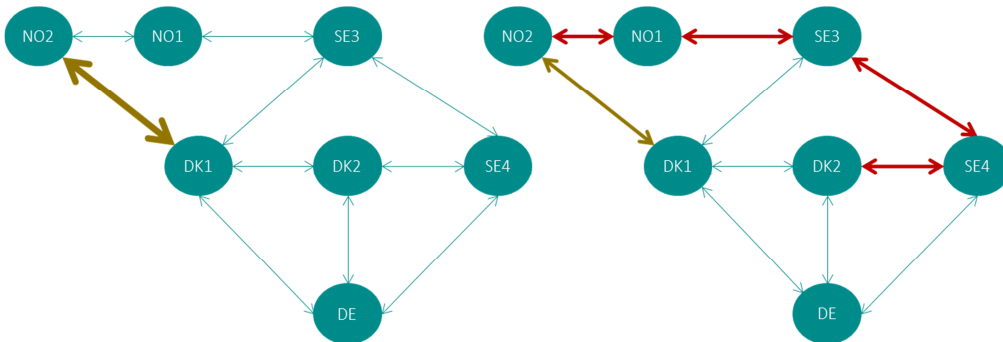
Simuleringen på historiske data viser, at den samlede ændring i AC nettabsomkostninger i norden stiger med 7,9 mio. DKK/år, når der indføres implicit nettabshåndtering på Skagerrak-

⁸ Se Bilag 5, fælles nordisk rapport: Analyses on implicit grid losses in the Nordic CCR

⁹ De historiske tal er det bedste bud for analysen og effekten af implementeringen af implicit nettab. Naturligvis er der sket en udvikling siden 2015 i elmarkedet, men denne udvikling har ikke markant ændret markedssituationen, og dermed er der stadigvæk stor tillid til resultaterne. Samtidig med, at resultaterne for den samfundsøkonomiske analyse er meget positive, og dermed er der en god case for samfundet.

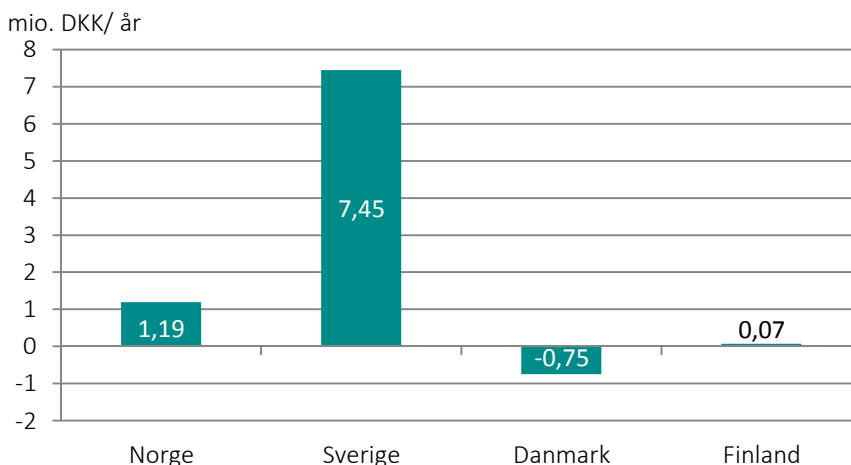
forbindelsen. Det stemmer overens med forventningen til, at implicit nettabshåndtering på en HVDC-forbindelse vil gøre transporten igennem HVDC-forbindelserne dyrere, og dermed øge transporten via AC-nettet, således at HVDC-tabene falder, imens at AC-tabene stiger.

Ved implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, vil der blive transporteret mindre strøm via Skagerrak-forbindelsen, til gengæld vil AC-forbindelserne imellem NO2 og NO1, NO1 og SE3, SE3 og SE4, samt DK2-SE4 i højere grad transportere strømmen, som det er illustreret i Figur 12 nedenfor.



Figur 12 Illustration af flow effekt på AC-nettet (røde pile) ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen (gul pil).

Ændringen vil være størst for Sverige, som vil få en meromkostning til deres AC-nettab, som følge af den øgede transport på forbindelserne. Simuleringerne på de historiske data indikerer, Figur 13, at de svenske AC-nettabsomkostninger vil stige med 1,26 pct. fra 590 mio. DKK/år til 597,5 mio. DKK/år. Norge vil få en meromkostning på 1,2 mio. DKK/MWh, som er en stigning på 0,19 pct. Danmark vil, som de eneste, få en mindre omkostning til AC nettab, som følge af implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Danmark vil mindske AC-nettabsomkostningerne med 0,75 mio. DKK/år, der svarer til et fald på 0,66 pct. fra 113,2 mio. DKK/år til 112,5 mio. DKK/år.

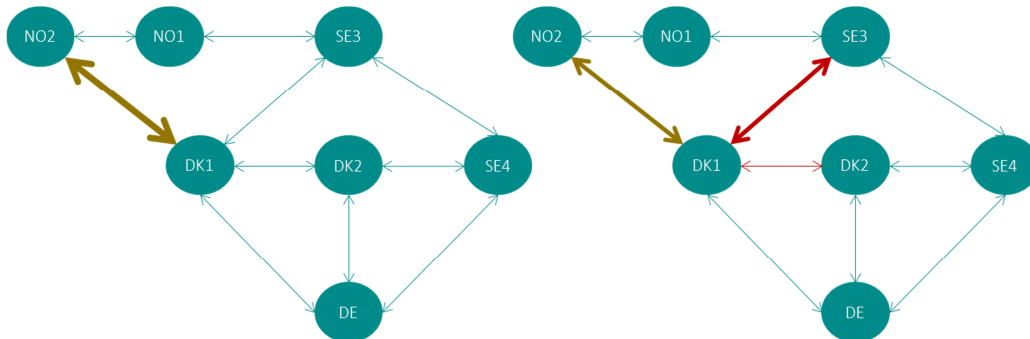


Figur 13 Ændringen i AC nettabsomkostninger ved at indføre implicit håndtering af nettab på Skagerrak-forbindelsen.

Ændringen i HVDC nettabsomkostninger (ADC) for de nordiske budområder:

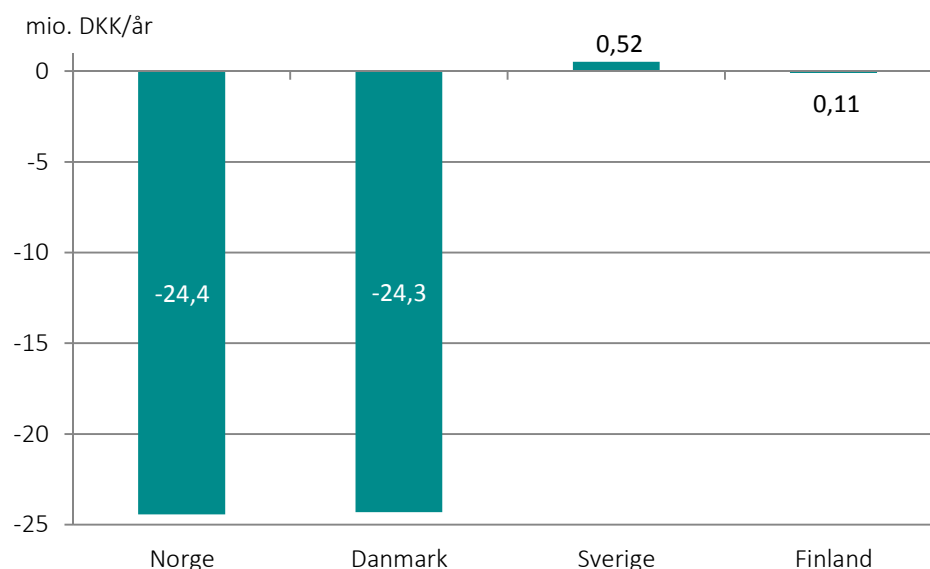
Som også beskrevet ovenfor, vil implicit nettabshåndtering på en HVDC-forbindelse mindske transporten igennem HVDC-forbindelsen, og dermed mindske HVDC-nettabene, svarende til ca. 48 mio. DKK/år i Norden.

Ved implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen vil der blive transporteret mindre strøm via forbindelsen, til gengæld vil KontiSkan-forbindelsen overtage en del af transporten, hvilket også fører til, at der bliver transporteret mindre strøm over Storebælts-forbindelsen. Se Figur 14 nedenfor og Tabel 10.



Figur 14 Illustration af flow effekt på HVDC-forbindelserne (røde pile) ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen (gul pil).

Ændringen for nettabsomkostningerne til HVDC-forbindelserne er størst for de to budområder, der forbindes af Skagerrak-forbindelsen, nemlig Norge og Danmark, se Figur 15. Danmark vil ved en introduktion af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen spare 24,3 mio. DKK/år på HVDC-nettab, hvilket er en reduktion på alle forbindelser svarende til 36,3 pct. fra 67 mio. DKK/år til 42,7 mio. DKK/år. Dette skyldes den implicitte håndtering på Skagerrak-forbindelsen, samtidig med en reduktion i transporten af strøm over Storebælts-forbindelsen. Norges nettabsomkostning til HVDC-tab er på 24,4 mio. DKK/år og reduceres til kun 0,089 mio. DKK/år¹⁰. Sverige vil opleve en stigning i omkostningerne til nettab på 0,86 pct., til 60,5 mio. DKK/år, da KontiSkan-forbindelsen vil overtage en del af transporten af strøm. Finland vil opleve et mindre fald på 0,1 mio. DKK per år, svarende til et fald på 0,15 pct.



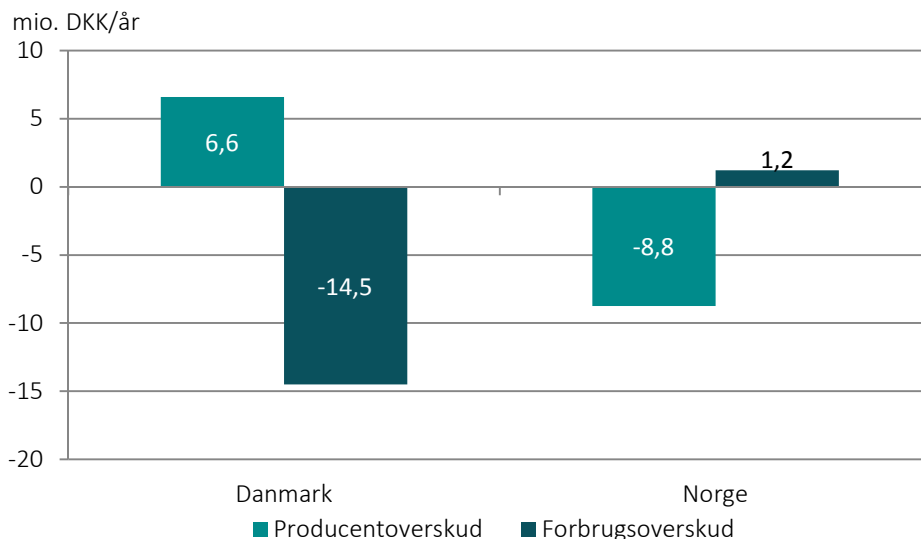
Figur 15 Ændringen i HVDC nettabsomkostninger ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen.

Ændringen i producent- og forbrugsoverskud (Δ PS og Δ CS) for hhv. Danmark og Norge:

¹⁰ Grunden til, at nettabsomkostningerne ikke er 0 for Norge er, at det ikke er en perfekt løsning med implicit nettab. Som beskrevet i Figur 6, er tabsfaktoren en approksimering. Dermed kan den faktiske nettab ligge over eller under den estimerede nettab, hvilket fører til en omkostning for forbindelsen. Dette er også inkluderet i antagelserne for den fælles nordiske rapport.

Som bekræftet i 3.1 så vil den samlede effekt på forbrugs- og producentoverskud ved at indføre implicit nettabshåndtering være negativ. Når der indføres implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen viser simuleringer på historiske data, at producentoverskuddet i Danmark stiger med 6,6 mio. DKK/år, hvilket er en ændring på 0,01 pct. Omvendt falder forbrugsoverskuddet med 14,5 mio. DKK/år, svarende til et fald på 0,003 pct.

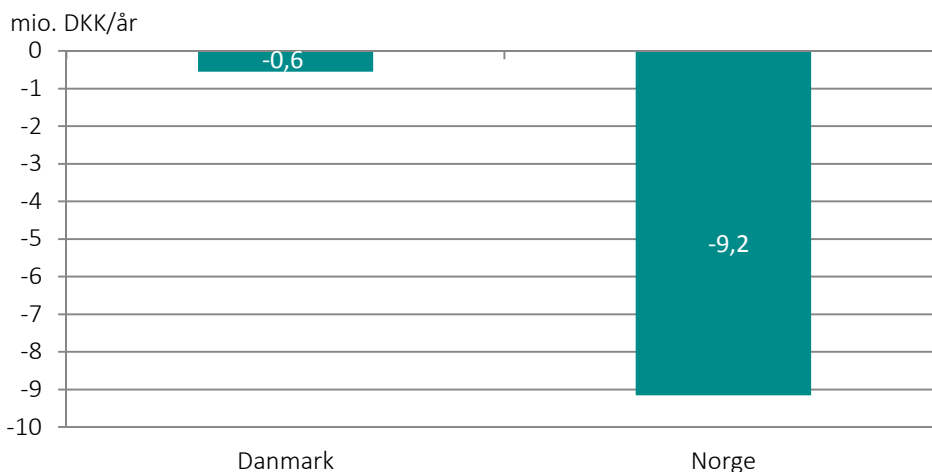
Figur 16 viser, at producentoverskuddet i Norge falder med en mindre andel samlet set, svarende til 8,8 mio. DKK/år, imens, at forbrugsoverskuddet stiger med næsten ikke tilstedeværende 1,2 mio. DKK/år, hvilket må anses for at være indenfor usikkerheden af disse beregninger.



Figur 16 Ændringen i hhv. producent- og forbrugsoverskud ved at indføre implicit håndtering af nettab på Skagerrak-forbindelsen.

Ændringen i flaskehalsindtægten (ΔCI) for Norge og Danmark:

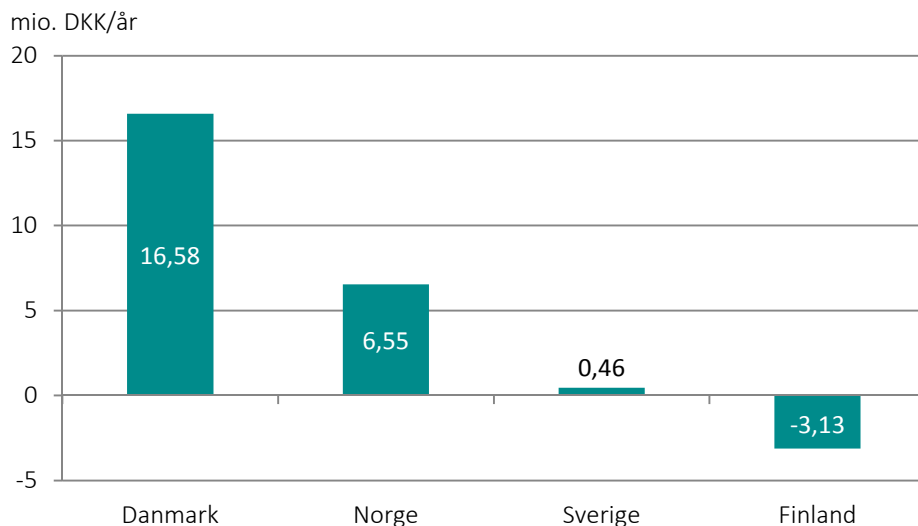
Nedenstående Figur 17 viser, at flaskehalsindtægten ændres, som følge af både et ændret flow på Skagerrak-forbindelsen, samt ændrede områdepriser efter indførelsen af implicit nettabshåndtering. Simuleringerne på de historiske data viser, at Danmark vil opleve et fald i flaskehalsindtægterne på 0,22 pct. Imens, at Norge vil opleve et fald på 1,46 pct. Det skal bemærkes, at dette er de samlede flaskehalsindtægter for alle forbindelser i hhv. Danmark og Norge. Derfor vil flaskehalsindtægterne naturligvis stige på Skagerrak, dog falde på andre forbindelser.



Figur 17 Ændringen i flaskehalsindtægten ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen.

Ændringen i den total samfundsøkonomisk gevinst (ΔW) for de nordiske budområder:

Den samlede samfundsøkonomiske gevinst er positiv for den nordiske region, Figur 18. Ift. fordelingen af den samfundsøkonomiske gevinst i de nordiske budområder, ses det, at Danmark får den største gevinst på 16,6 mio. DKK/år. Norge får en gevinst på 6,6 mio. DKK/år, imens, at Sverige og Finland stort set går i nul, hvor hhv. Sveriges gevinst stiger med 0,5 mio. DKK/år, og Finland oplever et tab på 3,13 mio. DKK/år.



Figur 18 Ændringen i den samlede samfundsøkonomi pr. land ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen.

5.2.2 Energinets BID3 model

Nedenfor gennemgås implementeringen og metodebeskrivelsen for implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen. I lyset af den fremadrettede implementeringsplan for implicit nettab på yderligere danske forbindelser, og for helhedsbilledets skyld, inkluderes også effekten af implementering på COBRACable og Viking Link i BID-analysen.

Simuleringen i Energinets BID3¹¹ model er foretaget for forskellige scenarier. Alle scenarier er regnet med en levetid på 40 år, gældende fra 2020 og værdierne er angivet på årsbasis for at have en bedre sammenlignelighed med resultaterne fra den fælles nordiske rapport. Yderligere præsenteres nutidsværdien for de forskellige gevinster og omkostninger. Scenarierne der er benyttet vedrørende indførelse af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen er:

Scenarie 1 - Analyse af at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen med en tabsfaktor på 3,8 pct.

Scenarie 2 - Analyse af at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med tabsfaktor på hhv. 3,8 pct., 2,3 pct. og 3,9 pct.

Scenarie 3 - Analyse af at indføre implicit håndtering af nettab på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link, alle med en tabsfaktor på 3 pct.

Scenarie 4 - Analyse af at indføre implicit nettabshåndtering på de tre forbindelser, Skagerrak, COBRACable og Viking Link med samme tabsfaktor (3 pct.) og med en minimums kapacitet på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen på 1100 MW i 2020, som beskrevet i Joint Declaration aftalen imellem Danmark og Tyskland.

¹¹ See Bilag 3 for en forklaring af Energinets BID3 model.

5.2.2.1 Scenarie 1 – Implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen med en tabsfaktor på 3,8pct., ingen implicit på COBRACable og Viking Link

BID-analysen konkluderer, at den samlede samfundsøkonomiske gevinst for Danmark ved at indføre implicit nettabshåndtering alene på Skagerrak-forbindelsen, er, som vist i Tabel 5.

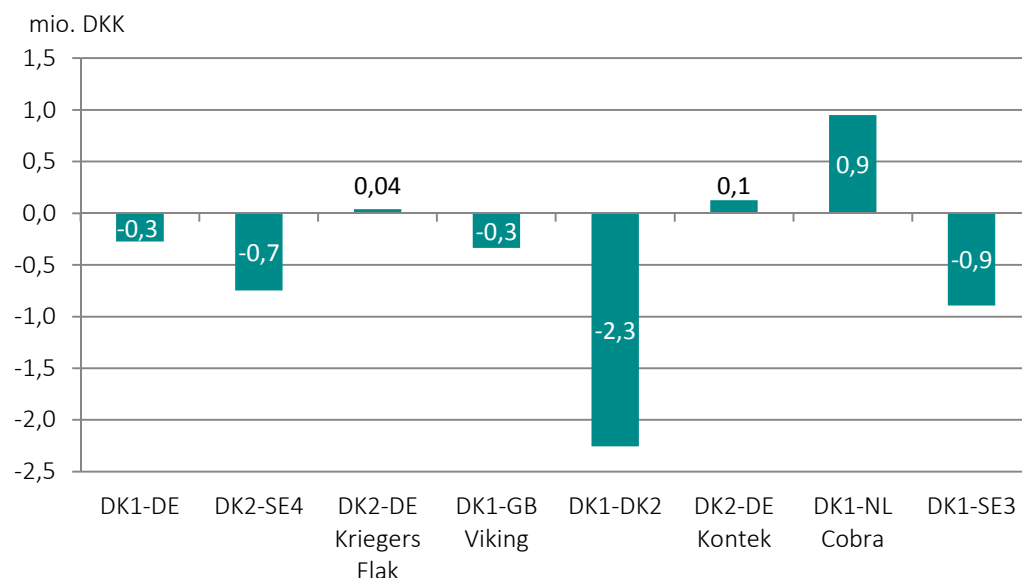
Forbrugs-overskud (ΔCS)	Producent-overskud (ΔPS)	Flaskehals-indtægt (ΔCI)	Markeds-velfærd (ΔM)	DC nettabs-omkostninger (ΔDC)	AC nettabs-omkostninger (ΔAC)	Samlede samfundsøkonomiske gevinst (ΔW)
-13,8	+23,1	-83,0	-73,6	-99,8	+1,0	+25,1

Tabel 5 Overblik over resultaterne ved at simulere implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK. (Scenarie 1)

Ændringen i tabet (ΔDC og ΔAC) for de forskellige forbindelser:

Simuleringen i BID-analysen viser, som forventet, at den største effekt vil være på selve Skagerrak-forbindelsen, hvor HVDC nettabsomkostningerne vil falde med en årlig effekt på 102mio. DKK, svarende til en nutidsværdi på 1.613 mio. DKK, over 40 år. De øvrige forbindelser påvirkes mindre, hvor hhv. Kriegers Flak- og Kontek-forbindelserne (DK2-DE) påvirkes mindst, imens, at Storebælts-forbindelsen, COBRACable (DK1-NL) og KontiSkan-forbindelsen (DK1-SE3) påvirkes mest. Dette skyldes det ændrede flow, som også beskrevet i 5.2.1.

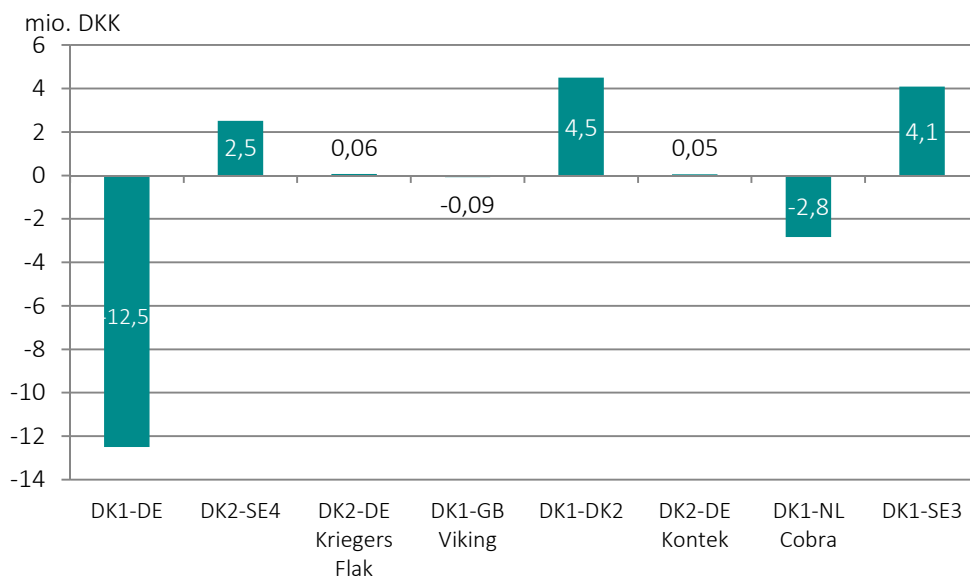
Nedenstående Figur 19 præsenterer resultaterne for forbindelserne eksklusiv Skagerrak, da resultatet mindsker synligheden over de andre forbindelsers værdier.



Figur 19 Ændringen i nettabsomkostninger ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK. (Scenarie 1)

Ændringen i flaskehalsindtægten (ΔCI) for de forskellige forbindelser:

Ændringen i flaskehalsindtægten på de forskellige danske forbindelser er størst for Skagerrak-forbindelsen, hvor implicit nettab indføres, resulterende i et fald på 78 mio. DKK årligt, svarende til en nutidsværdi på -1.177 mio. DKK. Som det er tydeligt i Figur 20, opleves det næst største fald på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen, hvor ændringen i flaskehalsindtægten har en årligt effekt på -12,5 mio. DKK, svarende til en nutidsværdi på 201 mio. DKK over de 40 år levetid. Dette forårsages af et mindre flow på forbindelsen.



Figur 20 Ændringen i flaskehalsindtægter ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK. Resultatet for Skagerrak-forbindelsen er ikke inkluderet, da det mindsker synligheden over de andre forbindelsers værdier. (Scenarie 1)

5.2.2.2 Scenarie 2 - Implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med forskellige tabsfaktor

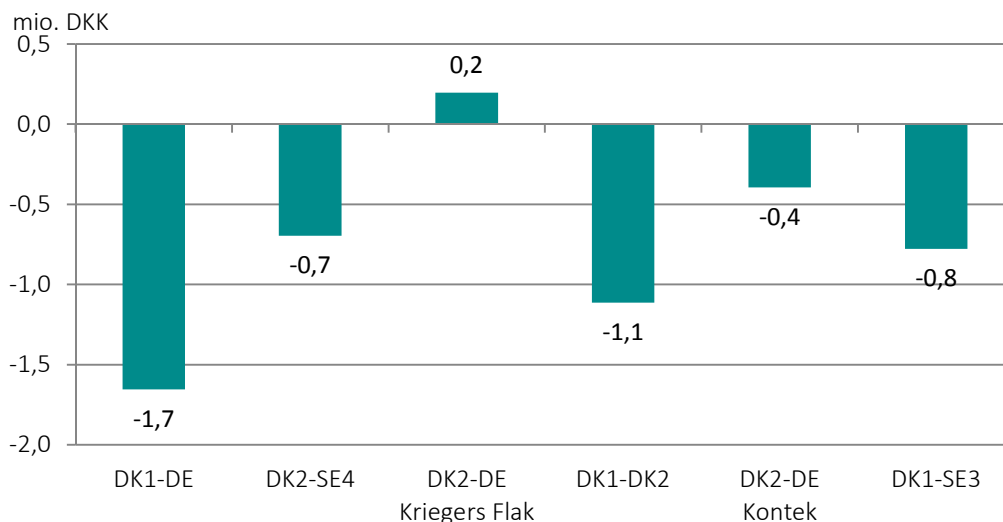
Analysen af at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med tabsfaktor på hhv. 3,8 pct., 2,3 pct. og 3,9 pct. viser, at den samlede årlige effekt er positiv, se Tabel 6.

Forbrugs-overskud (ΔCS)	Producent-overskud (ΔPS)	Flaskehals-indtægt (ΔCI)	Markeds-velfærd (ΔM)	DC nettabs-omkostninger (ΔDC)	AC nettabs-omkostninger (ΔAC)	Samlede samfunds-økonomiske gevinst (ΔW)
-20,3	+28,2	-183,2	-175,3	-222,2	+2,4	+44,6

Tabel 6 Overblik over resultaterne af Scenarie 2, ved at simulere implicit nettabshåndtering på Skagerrakforbindelsen, COBRACable og Viking Link med forskellige tabsfaktorer. Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK.

Ændringen i tabet (ΔDC og ΔAC) for de forskellige forbindelser:

Simuleringen i BID-analysen viser, som forventet, at den største effekt vil være på de forbindelser, hvor der indføres implicit nettabshåndtering. Nettabsomkostningerne vil falde med en årlig effekt på 102,1 mio. DKK, svarende til en nutidsværdi på 1.613 mio. DKK, over de 40 år, for Skagerrak, imens, at nettabsomkostningen for Viking Link falder med en årlig effekt på 105,9 mio. DKK, svarende til en nutidsværdi på 1.723 mio. DKK. COBRACable falder med en årlig effekt på 16,3 mio. DKK svarende til en nutidsværdi på 275 mio. DKK over perioden, når der indføres implicit nettabshåndtering. Nedenstående Figur 21 viser ændringen i omkostningen for de resterende forbindelser.

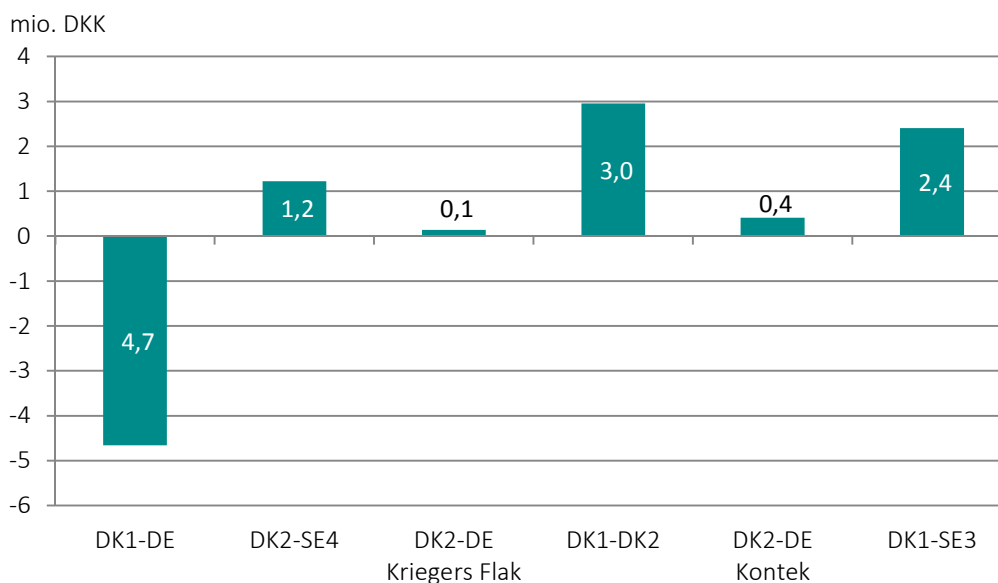


Figur 21 Ændringen i nettoomskostninger ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med forskellige tabsfaktorer (Scenario 2). Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK. Resultaterne for førnævnte forbindelser er ikke inkluderet, da det mindsker synligheden over de andre forbindelsers værdier.

Ændringen i flaskehalsindtægten (ΔCI) for de forskellige forbindelser:

Flaskehalsindtægten falder for Skagerrak, COBRACable og Viking Link, når der indføres implicit nettabshåndtering. Yderligere falder flaskehalsindtægten på Vestdanmark-Tyskland, se Figur 22. Alle øvrige forbindelser oplever en større flaskehalsindtægt efter indførelsen af implicit håndtering af nettab.

Simuleringen i BID-analysen viser, at flaskehalsindtægten forventes at falde med 94,5 mio. DKK årligt for Viking Link, 9,3 mio. DKK for COBRACable og 82,1 mio. DKK for Skagerrak-forbindelsen, svarende til en nutidsværdi på hhv. 1.553 mio. DKK, 157 mio. DKK og 1.226 mio. DKK.



Figur 22 Ændringen i flaskehalsindtægten ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link. Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK. (Scenario 2). Resultaterne for førnævnte forbindelser er ikke inkluderet, da det mindsker synligheden over de andre forbindelsers værdier.

5.2.2.3 Scenarie 3 - Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link, alle med en tabsfaktor på 3 pct.

Denne analyse sammenligner scenarierne ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med samme tabsfaktor på 3 pct., i forhold til individuelle tabsfaktorer på forbindelserne. Det undersøges dermed, at der ikke er diskrimination imellem forbindelserne, når der er forskellige tabsfaktorer, som fører til en lavere samfundsøkonomisk gevinst.

Resultaterne i Tabel 7 viser, at indførelse af implicit nettabshåndtering med samme tabsfaktor på alle forbindelser stadig fører til en positiv samfundsøkonomisk gevinst, på 35,1 mio. DKK årligt, og en nutidsværdi på 603 mio. DKK, over de 40 år. Dog er den årlige effekt 9,4 mio. DKK, og nutidsværdien 157 mio. DKK, mindre end den samlede samfundsøkonomiske gevinst, ved indførelse af forskellige tabsfaktorer på forbindelserne (Scenarie 2).

Den fælles nordiske rapport konkluderer, at ens tabsprocent på alle forbindelser ikke nødvendigvis bringer en merværdi, hvilket vores BID-analyse også understøtter. Faktisk viser BID-analysen, at den samfundsøkonomiske gevinst samlet set er mindre.

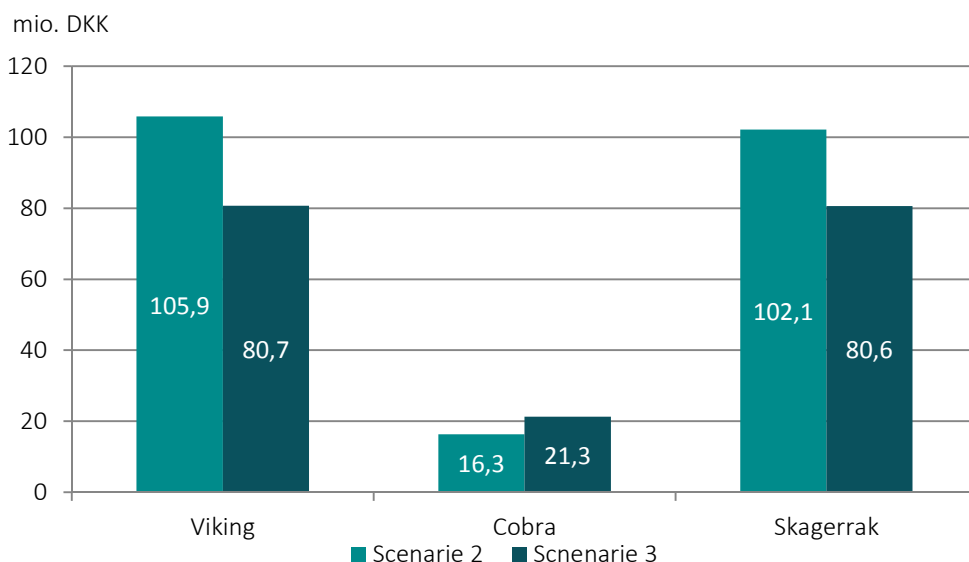
	Forbrugs- overskud (ΔCS)	Producent- overskud (ΔPS)	Flaskehals- indtægt (ΔCI)	Markeds- velfærd (ΔM)	DC net- tabs- omkost- ninger (ΔDC)	AC nettabs- omkostnin- ger (ΔAC)	Samlede samfunds- økonomi- ske gevinst (ΔW)
Samme tabsfaktor resultater	-21,7	30,1	-151,8	-143,4	-180,5	+2,0	35,1
Forskel til individuel tabsfaktor	-1,4	1,9	31,4	31,9	-41,7	+0,3	-9,4

Tabel 7 Overblik over forskellen i resultaterne ved at simulere implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med en tabsfaktor på 3 pct. for alleimod at simulere implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link, med tabsfaktorer på hhv. 3,8 pct., 2,3 pct. og 3,9 pct. Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK.

Ændringen i tabet (ΔDC og ΔAC) for de forskellige forbindelser:

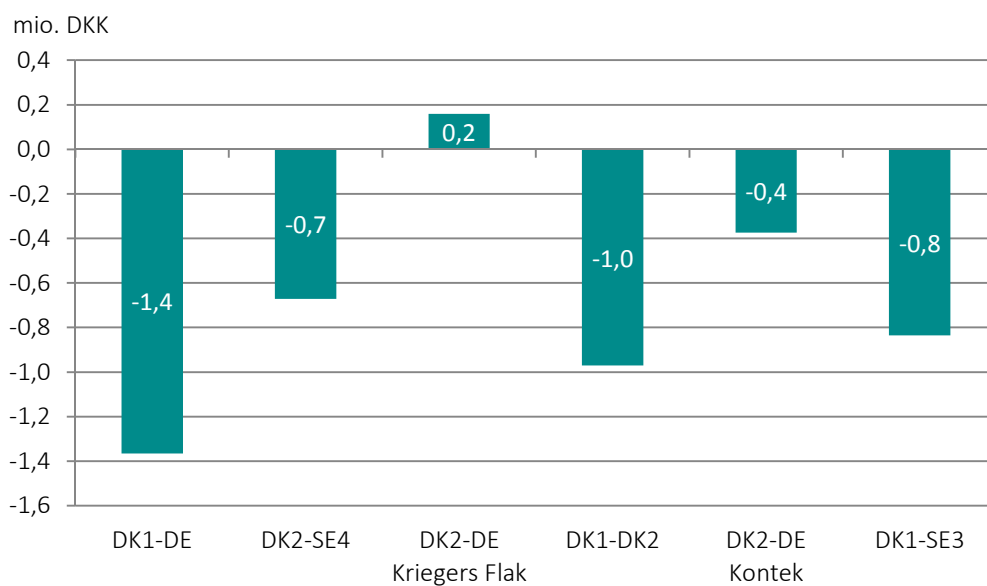
Simuleringen i BID3 viser (se Figur 23), som forventet, at den største effekt vil være på de forbindelser, hvor der indføres implicit nettabshåndtering. Nettabsomkostningerne (samlet for AC og DC) vil falde med årligt effekt på 80,6 mio. DKK, hvilket er ca. 25 mio. DKK mindre end Scenarie 2. Fald i omkostninger for scenarie 3 svarer til en nutidsværdi på 1.272 mio. DKK, over de 40 år, for Skagerrak. Nettabsomkostningen for Viking Link falder med en årlig effekt på 80,7 mio. DKK, med en nutidsværdi på 1.313 mio. DKK, og for COBRACable falder nettabsomkostningen med en årlig effekt på 21,3 mio. DKK, hvilket er 5 mio. DKK mere end i scenarie 2. Nutidsværdien for faldet i nettabsomkostningerne på COBRACable i scenarie 3 er på 359 mio. DKK over perioden, når der indføres implicit nettabshåndtering med samme tabsfaktor.

Overordnet falder nettabsomkostningerne mindre i scenarie 3, end det var tilfældet i scenarie 2, hvor implicit nettab på Skagerrak, COBRACable og Viking Link implementeres med forskellige tabsfaktorer, se sammenligningen i Tabel 7. Samlet set, både for AC og HVDC omkostningerne, så er den årlige effekt 41,4 mio. DKK mindre, end ved resultaterne i Scenarie 2, hvor der var forskellige tabsfaktorer på forbindelserne.



Figur 23 Årlig effekt af ændring i nettabsomkostningerne for Viking Link, COBRACable og Skagerrak-forbindelsen både for Scenarie 2 (forskellige tabsfaktorer) og Scenarie 3 (ens tabsfaktorer)

Figur 24 illustrerer de årlige effekter for forbindelserne, som undtagen for Vestdanmark-Tyskland, ikke har ændret sig betydeligt i forhold til scenarie 2 (resultaterne præsenteret i Figur 22).

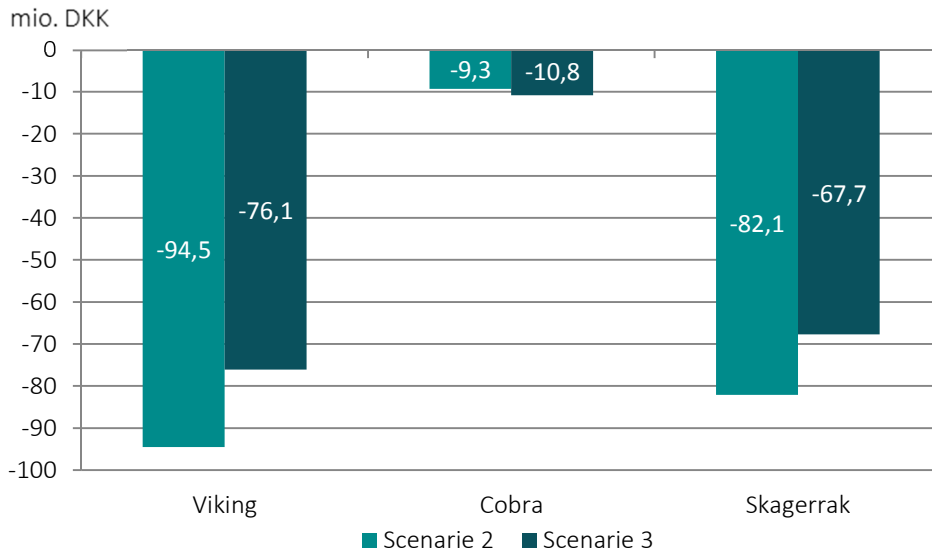


Figur 24 Ændringen i nettabet ved implementeringen af implicit nettabshåndtering med samme implicit tabsfaktor på Skagerrak-forbindelsen (Scenarie 3), COBRACable og Viking Link. Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK. Resultaterne for førnævnte forbindelser er ikke inkluderet, da det mindsker synligheden over de andre forbindelsers værdier.

Ændringen i flaskehalsindtægten (ΔCI) for de forskellige forbindelser:

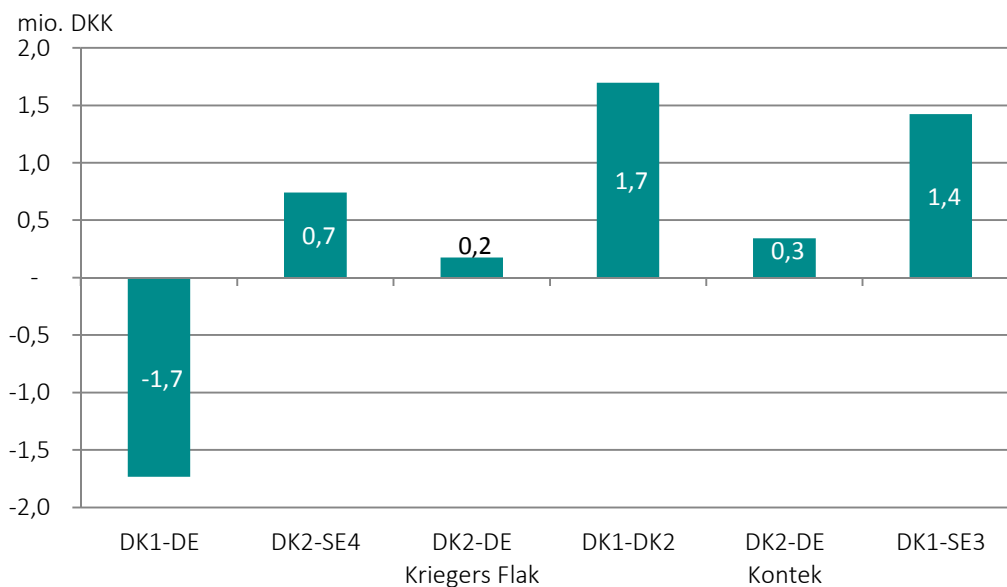
I nedenstående Figur 25 illustreres den årlige effekt for Viking Link, COBRA cable og Skagerrak-forbindelsen for scenarie 2 og 3. Simuleringen i BID-analysen viser for Viking Link, at ændringen i flaskehalsindtægten forventes at have en årlig effekt på -76,1 mio. DKK, hvilket er et mindre

tab end i scenarie 2. Ændringen i flaskehalsindtægterne har en nutidsværdi på 1.243 mio. DKK for Viking Link. Ændringen på COBRACable på -10,8 mio. DKK årligt, hvilket er 1,5 mio. DKK mere end for scenarie 2. Nutidsværdi for denne ændring i scenarie 3 er på 185 mio. DKK. Ændringen for Skagerrak-forbindelsen resulterer i et fald på 67,7 mio. DKK årligt, hvilket er 14,4 mio. DKK mere end i scenarie 2. Nutidsværdi for scenarie 3 er på 1.014 mio. DKK for Skagerrak-forbindelsen, se Figur 25.



Figur 25 Årlig effekt af ændring i flaskehalsindtægterne for Viking Link, COBRACable og Skagerrak både for Scenarie 2 (forskellige tabsfaktorer) og Scenarie 3 (ens tabsfaktorer)

Som det er tydeligt fra Figur 26, er den årlige effekt af ændringen i flaskehalsindtægten for Vestdanmark-Tyskland -1,7 mio. DKK, dette er dog højere sammenlignet med Figur 22. Storebælt er på 1,7 mio. DKK, hvilket dog er et fald på 1,3 mio. DKK ift. scenarie 2.



Figur 26 Ændring i flaskehalsindtægterne for de forskellige forbindelser ved implementering af Implicit nettabshåndtering med samme tabsfaktor på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link (scenarie 3). Alle værdier repræsenterer den årlige effekt i mio. DKK.

5.2.2.4 Scenarie 4 – Samme tabsfaktor på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med en minimums kapacitet på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen på 1100 MW i 2020

Denne analyse sammenligner scenarierne ved at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, COBRACable og Viking Link med samme tabsfaktor på 3 pct., i forhold til individuelle tabsfaktorer på forbindelserne. Dette skal sikre, at der ikke diskrimineres imellem forbindelserne, som fører til en lavere samfundsøkonomisk gevinst. I forskel til scenarie 3 indeholder denne analyse også minimumskapaciteten af 1100 MW i 2020 på Vestdanmark-Tyskland forbindelsen, som beskrevet i joint declaration aftalen imellem Danmark og Tyskland¹².

Resultaterne er nærmest identisk med resultaterne i scenarie 3, derfor bliver de ikke yderligere præsenteret her. Grunden til dette er, at det udelukkende er i de første år, at der er forskel i resultaterne, men i senere år af simuleringen bliver resultaterne også mere ens.

5.2.3 Opsamling

Både den fælles nordiske rapport og ovenstående analyse 1 af BID-analysen indikerer, at der er en positiv samfundsøkonomisk gevinst, ved at implementere implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen alene. BID-analysen konkluderer, at der en nettonutidsværdi på 467 mio. DKK over den 40-årige periode, og, at der kan regnes med en årlig effekt på 25,1 mio. DKK, alene ved implementering af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen. Dette understøttes af den fælles nordiske rapport, som ender med en årlig effekt på 16 mio. DKK. Yderligere, viser analysen af scenarie 2, at den samfundsøkonomiske gevinst stiger yderligere, så snart, at implicit nettab implementeres på COBRACable og Viking Link. Lidt i samme retning af den fælles nordiske rapport kan det også siges, at i den samfundsøkonomiske case mindskes gevinsten, hvis ens tabsfaktorer implementeres på de forskellige forbindelser.

Følgende Tabel 8 samler de resulterende nutidsværdier fra de fire scenarier, og illustrerer, at det er et positivt samfundsøkonomisk resultat på en nettonutidsværdi på 467 mio. DKK, ved at implementere implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen alene. Tabellen viser også, at nutidsværdien forbedres med implementeringen af implicit nettab på COBRACable og Viking Link. Dog er nutidsværdien højst ved implementeringen af forskellige tabsfaktorer.

(mio. DKK)	Scenarie 1: Skagerrak impl. og Cobra & Viking ekspl.	Scenarie 2: Cobra, Viking & Skagerrak impl.	Scenarie 3: Ens tabsfaktor-Uden 1100 MW begrænsning	Scenarie 4: Ens faktor - med 1100 MW begrænsning
Handelsgevinster	-1.096	-2.782	-2.278	-2.275
Tab	1.563	3.542	2.881	2.877
Total	467	760	603	602

Tabel 8 - Nutidsværdi af handelsgevinsterne (Summen af ændringerne i Forbrugersoverskud, producenteroverskud og flaskehalsindtægterne), summen af ændringen i AC- og HVDC tabsomkostningen for de fire scenarier i BID-analysen, og nettonutidsværdien over perioden af 40 år levetid.

¹² Mere information kan findes i nyhed: <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2018/02/15/Consultation-Special-regulation-as-countertrade-model-on-DK1-DE-following-Joint-Declaration>

5.3 Flow effekt og elpriser

Simuleringer på historiske data viser, at ved indførelse af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen vil der være priskonvergens imellem DK1 og NO2 i 403 timer svarende til 3,6 pct. af tiden, se nedenstående Tabel 9. Dette er et fald fra 29,3pct. af tiden når der ikke er indført implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Ydermere viser de historiske data, at antallet af timer med elpriskonvergens imellem DK1 og DK2, DK1 og SE3, samt DK2 og SE4 vil falde fra 59,5 pct., 42,9 pct. og 74 pct. til hhv. 59,0pct., 41,6 pct. og 72 pct.

Omvendt vil Danmark opleve flere timer med elpriskonvergens med Tyskland. Elpriskonvergens imellem DK2 - DE vil stige fra 24,1 pct. til 25,0 pct. imens, at elpriskonvergens imellem DK1 - DE vil stige fra 29,0 pct. til 31,0 pct.

Procent	DK1-NO2	DK1-SE3	DK2-SE4	DK2-DE	DK1-DE	DK1-DK2
EksPLICIT nettab	29,3	42,9	74,0	24,1	29,0	59,5
Implicit nettab	3,6	41,6	72,0	25,0	31,0	59,0

Tabel 9 Procent af tiden hvor der er elpriskonvergens imellem de to budområder med og uden implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Simuleringer på historisk data i Simulation Facility.

Som beskrevet, så er den samfundsøkonomiske effekt af at indføre implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen positiv. Stigning i AC nettabsomkostningerne opvejes af de mindre omkostninger for nettab på HVDC-forbindelserne. Nettabsomkostningerne er dog et aggregat af både ændringen i fysisk flow (ca. - 20 pct.) og ændringen i elprisen, dermed kan resultatet i teorien godt skyldes store ændringer i fysisk flow ved en lille ændring i elprisforskellen. Ses der på de simulerede flow, ved implementering af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen, så opstår der, som forventet, et øget flow på de to forbindelser til Sverige, KontiSkan og Øresund. Samtidig ses det, i nedenstående Tabel 10, at Kontek forbindelserne stort set forbliver uændret ved implementering af implicit nettab på Skagerrak-forbindelsen. Forbindelserne Vestdanmark-Tyskland og Storebælt oplever også et fald på hhv. 2,3pct. og 4,8pct.

DK1-NO2	DK1-SE3	DK2-SE4	DK2-DE	DK1-DE	DK1-DK2
-19,6 pct.	9,3 pct.	7,2 pct.	0,1 pct.	-2,3 pct.	-4,8 pct. ¹³

Tabel 10 Ændring i flow i procent ved indførelse af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen. Simuleringer på historiske data i Simulation Facility.

Da der er stor opmærksomhed på påvirkningen af implicit nettab i nabo budområders interne forbindelser, beskriver nedenstående Tabel 11 ændringen i flow på enkelte af disse forbindelser. Der fokuseres på efterfølgende forbindelse, da disse har tendens til at være påvirket af begrænsninger.

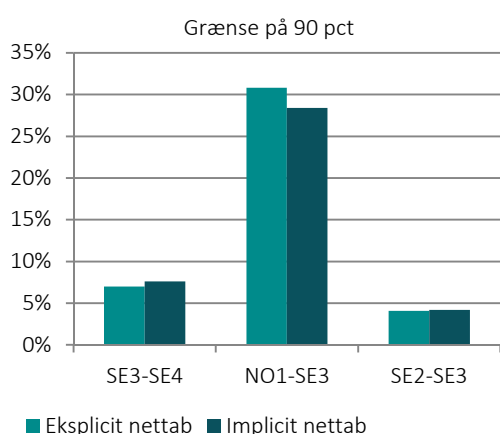
Flowet øges i mindre grad på de to svenske forbindelser (SE3-SE4 og SE2-SE3), og det ses, at især NO1-SE3 forbindelsen oplever et øget flow i forbindelse med implementering af implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen.

¹³ Det skal bemærkes, at denne værdi desværre ikke er inkluderet i den fælles nordiske rapport. Værdien kan dog trækkes fra baggrundsmaterialet, der er samlet i et Excel ark.

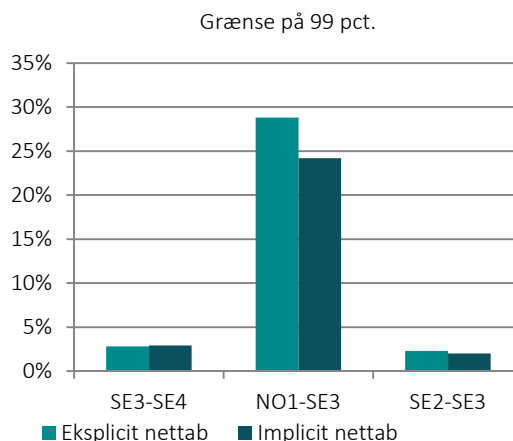
NO1-SE3	SE3-SE4	SE2-SE3	NO2-SE2
5,1 pct.	1,3 pct.	0,7 pct.	-1,4 pct.

Tabel 11 Ændringen i flow i procent på interne nordiske forbindelser ved indførelsen af implicit nettabshåndtering på Skagerrakforbindelsen. Simuleringer på historiske data i Simulation Facility.

Nedenstående figurer viser, hvor stor en påvirkning det øgede flow har på nettet, ved at se på, hvor stor en del af tiden flowet har været over en bestemt procent af den tilgængelige kapacitet, der er givet til day-ahead markedet. Der bruges hhv. 90 pct. af day-ahead kapaciteten, Figur 27, og 99 pct. af day-ahead kapaciteten, Figur 28, som grænse for vurderingen.



Figur 27 Andel af tiden hvor flow er over 90 pct. af kapaciteten givet til day-ahead markedet med og uden implicit nettab implementeret på Skagerrakforbindelsen



Figur 28 Andel af tiden hvor flow er over 99 pct. af kapaciteten givet til day-ahead markedet med og uden implicit nettab implementeret på Skagerrakforbindelsen

Bagvedliggende analyse af Figur 27 og Figur 28 beskriver andel af tid, hvor de respektive forbindelser benyttes tæt på 100 pct. Derfor er det vigtigt at sikre, at implementeringen af implicit nettab ikke fører til en overbelastning af disse forbindelser, evt. forværre situationen med begrænsninger. Analysen indikerer dog, at NO1-SE3 forbindelsen, hvor den største ændring i flow blev observeret, der falder antallet af timer, hvor flowet er over hhv. 90 og 99 pct. af kapaciteten givet til day-ahead markedet. Selvom flowet øges på forbindelsen, så presses nettet og system ikke yderligere, tværtimod, det ser ud til, at nettet bliver mindre belastet. For SE3-SE4 forbindelsen øges antallet af timer med flow over hhv. 90 og 99 pct. af kapaciteten givet til day-ahead markedet. Stigningen er dog kun på hhv. 0,6 og 0,1 pct. og time antallet er i forvejen lille, så det forventes ikke at være et problem.

6. Aktørernes kommentar

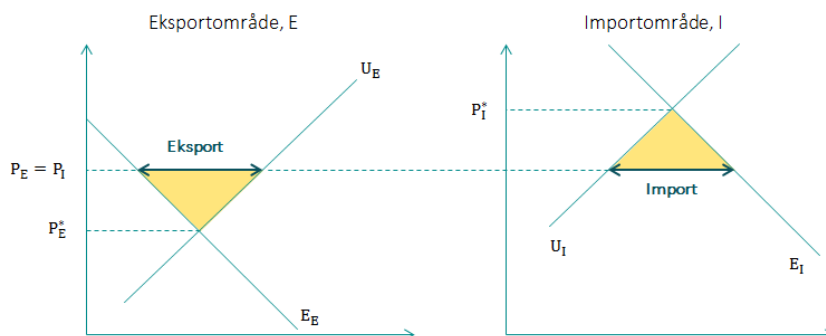
Dette kapitel medtages, når metodeanmeldelse sendes til Energitsynet.

Bilag 1 Påvirkningen på day-ahead markedet

Vi kan illustrere påvirkningen på day-ahead markedet ved et eksempel. Der betragtes en situation med kun to budområder, eksportområdet (E) og importområdet (I). Implementering af implicit nettabshåndtering har forskellige effekter afhængigt af, om det er en situation med fuld udnyttet kapacitet eller en situation, hvor kapaciteten ikke er fuldt udnyttet. Eksemplet er således delt op i to situationer nedenfor.

Ikke fuldt udnyttet kapacitet:

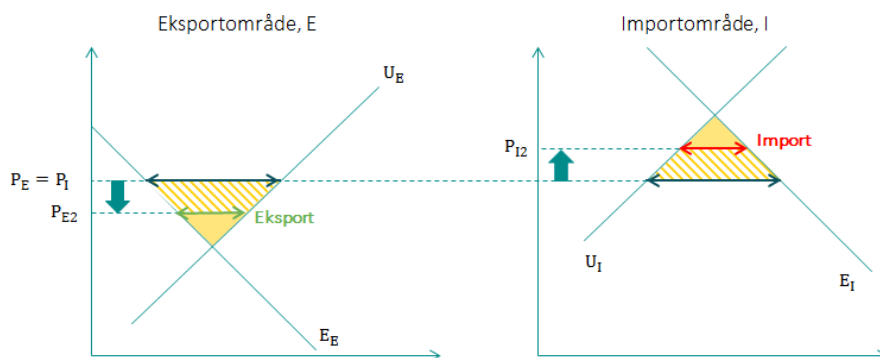
I en situation med eksplicit nettabshåndtering, som illustreret i Figur 1, reagerer markedet ikke på nettabet og markedet vil således finde et elpriskryds, hvor elprisen er ens i de to budområder ($P_E = P_I$).



Figur 1 Ikke fuldt udnyttet kapacitet, med eksplicit nettabshåndtering. U = Udbud og E = Efterspørgsel.

Det ses, at eksport mængden er lig med import mængden, illustreret ved den mørkeblå linje i figuren. I denne situation bliver der ikke generet nogen flaskehalsindtægt og den samfundsøkonomiske gevinst er vist som de to gule trekanter. I eksportområdet generes en gevinst for producenterne, da elprisen stiger fra P_E^* til P_E . For forbrugerne i importområdet generes en gevinst for forbrugerne, da elprisen falder fra P_I^* til P_I .

Ved implementering af implicit håndtering af nettab vil importområdet modtage mindre energi, end hvad der sendes fra eksportområdet, som illustreret i Figur 2. Nettabet købes i eksportområdet, men forbrugerne i importområdet vil nu skulle betale elprisen i importområdet inklusiv omkostningen til nettabet. Dette betyder, at elprisen i importområdet stiger til P_{I2} (den blå pil på den højre figur op til den røde linje), og der vil opstå en elprisforskel imellem de to budområder, som yderligere stiger ved et fald i eksport prisen (til P_{E2}). Stigning af importprisen betyder sådan set, at efterspørgslen af el falder, derfor falder prisen på eksport området også, for at reflektere dette fald i efterspørgsel. Størrelsen på elprisændringen vil afhænge af elpriselasticiteten i de to budområder. Elprisforskellen imellem de to markeder er en refleksion af omkostningen for den tabte energi.

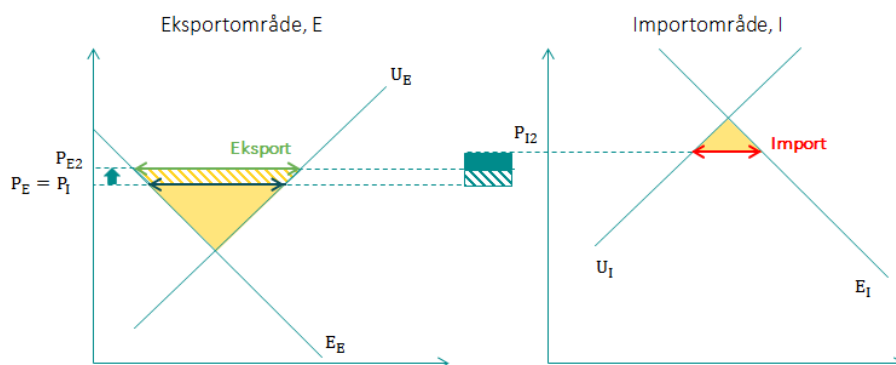


Figur 2 Ikke fuldt udnyttet kapacitet, med implicit nettabshåndtering. U = Udbud og E = Efterspørgsel.

Det ses at elprisændringen, som følge af indførelsen af implicit nettabshåndtering vil medføre, at gevinsten ved at handle, vil være mindre, hvilket igen medfører et fald i den samlede samfundsøkonomiske gevinst (det skraverede gule område på figuren).

Fuldt udnyttet kapacitet:

Figur 3 viser effekten af at indføre implicit nettabshåndtering i en situation, hvor kapaciteten er fuldt udnyttet, hvor der således indledningsvist er en elprisforskel imellem de to budområder pga. begrænset kapacitet.



Figur 3 Fuldt udnyttet kapacitet, med implicit nettabshåndtering. U = Udbud og E = Efterspørgsel.

Når implicit nettabshåndtering implementeres, modtages der mindre energi i importområdet, end der er sendt fra eksportområdet. Den marginale betalingsvillighed er højest i importområdet, og for at sikre levering til det område, med den højeste betalingsvillighed, skal volumen købt i eksportområdet, stige. Dette medfører, at elprisen i eksportområdet stiger til P_{E2} (til den grønne linje på venstre figur), og elprisforskellen imellem import- og eksportområdet falder, hvorfor flaskehalsindtægten falder tilsvarende.¹⁴

Den samfundsøkonomiske gevinst i eksportområdet ved at indføre implicit nettabshåndtering i en situationen med fuldt udnyttet kapacitet stiger, som illustreret af det skraverede gule område.

¹⁴ Bemærk venligst, at dette er den teoretiske tilgang, hvorimod i den fælles nordiske rapport, den eksterne tabsomkostning også trækkes fra flaskehalsindtægterne. Dermed er de TSO elprisneutrale bud stadigvæk inkluderet i rapporten for ikke at forvride resultatet dvs. forbrugsgevinsten for meget.

Bilag 2 Markedssimuleringer

I beregningerne, som ligger bag dette notat, er der benyttet for forskellige simuleringsværktøjer, Simulation facility og BID3.

Simulation facility:

Simulation facility er et værktøj, som stilles TSOerne til rådighed af elbørserne i Europa. Værktøjet muliggør "What-if" analyser på realiserede historiske ordrebøger og systemtopologier. Det gør at man, alt andet lige, kan analysere, hvilken påvirkning en ændring af systemtopologien eller en ændringen af markedsreglerne ville have på elprisdannelse, flows og samfundsøkonomi. Systemet virker kun med historiske data, og i analyserne her, at der på Skagerrak-forbindelserne indført implicitte nettab og værdien heraf er vurderet.

I relation til analyserne omkring implicitte nettab er BID3 brugt til at simulere indførslen af implicitte nettab på Skagerrak-forbindelserne på samme på samme tid som på andre nordiske HVDC-forbindelser, hvor det enten findes i dag (Baltic Cable og NorNed) eller hvor det forventes i fremtiden.

BID3:

BID3 er en timeopløst fundamentalmodel til simulering af elmarkedet i Europa. Modellen bruges i Energinet til vurderinger af nye forbindelser, samt til at danne elpriser for udlandet til brug i Energinets officielle analyseforudsætninger. Modellen kræver store mængder inputdata leveret af brugeren og kan beregne elpriser, flow, dispatch og samfundsøkonomi af ændringer i elmarkedet. Typisk bruges modellen til forecasts, og dette med udgangspunkt i Energinets analyseforudsætninger for Danmark og en række antagelser omkring produktionsporteføljen i udlandet, som er baseret på hhv. fremtidsscenarier fra ENTSO-E og dataudvekslinger med TSO'er i nabolande, som Energinet har bilaterale samarbejder med.

I relation til analyserne omkring implicitte nettab er BID3 brugt til at simulere indførslen af implicitte nettab på COBRACable, Viking Link og på Skagerrak-forbindelserne på samme tid og enkeltvist.

Bilag 3 Ingen implicit nettabshåndtering i intraday markedet

Som nævnt i metodeanmeldelsen, skal det bemærkes, at der i øjeblikket arbejdes i det europæiske intraday projekt, XBID, på at indføre muligheden for at have implicit nettabshåndtering i intraday markedet. Forventningen er, at dette - afhængigt af analysen - kan implementeres i 2019. Dette betyder, at såfremt der indføres implicit nettabshåndtering på Skagerrak-forbindelsen, da vil det være en mindre begrænset periode, hvor der kun vil være implicit nettabshåndtering i day-ahead markedet.

I dag bruges intraday markedet i norden primært til balancehåndtering af de balanceansvarlige. Implementering af implicit nettabshåndtering ændrer ikke ved markedsaktørernes usikkerheder, og dermed ikke ved det fundamentale behov for balancering. Det må derfor forventes, at handlerne i intraday markedet fortsat vil være styret af balanceansvarliges behov for at handle sig i balance. Samtidig vil implementeringen af implicit nettabshåndtering dog også medføre ændringer i elprisforskellene i day-ahead markedet. Det vil derfor for nogle markedsaktører blive mere attraktivt i visse situationer at handle i intraday markedet, men størrelsen og mængden af disse handler kan være svær at vurdere.

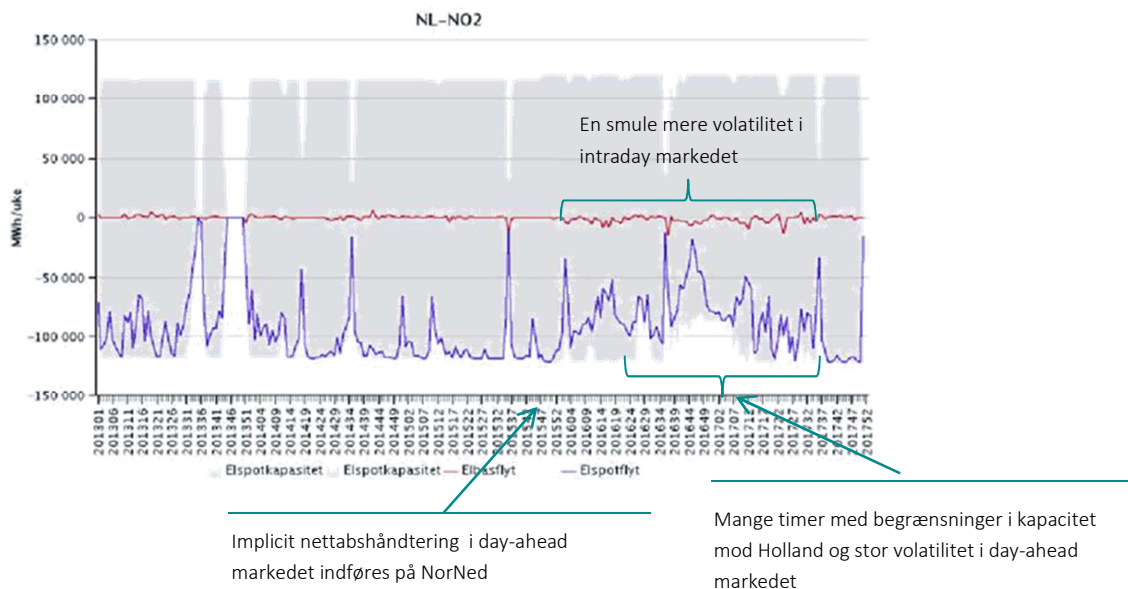
Et worst case tilfælde vil være, at hele kapaciteten fra day-ahead markedet er uudnyttet, men udnyttes i intraday markedet. Dette vil introducere en omkostning til nettab i intraday markedet, hvor der ikke er flaskehalsindtægter, og derved reducere den samfundsøkonomiske gevinst, som indførelsen af implicit nettab i day-ahead markedet har skabt¹⁵. I langt de fleste tilfælde vil reduktionen ikke være større end den samlede samfundsøkonomiske gevinst fra day-ahead markedet, og samfundet vil ikke være dårligere stillet med implicit nettabshåndtering alene i day-ahead markedet, i forhold til en situation med eksplicit nettabshåndtering i begge markeder.

Hvis der ses på simuleringer i Simulation Facility¹⁶ på historiske data over en periode på 16 måneder fra februar 2014 til maj 2015, ser vi, at antallet af timer, hvor der ingen planlagte flow er på Skagerrak-forbindelsen i day-ahead markedet, stiger fra 1081 timer svarende til 9,7 pct. af tiden, når der ikke er implicit nettabshåndtering, til 2836 timer som er 25,5 pct. af tiden, når der indføres implicit nettabshåndtering. Dette følger forventningen i forbindelse med indførelsen af implicit nettabshåndtering. Hvor vidt elpriserne i intraday markedet vil medføre, at kapaciteten vil blive handlet her, var ikke muligt at modellere. Derfor benyttes forbindelsen Nor-Ned imellem Norge og Holland, som case for at beskrive konsekvensen imellem day-ahead og intraday markedet, når der ikke indføres implicit nettabshåndtering i begge markeder.

Den 18. november 2015 blev der indført implicit nettabshåndtering i day-ahead markedet på NorNed med en tabsfaktor på 3,2 pct.

¹⁵ Se illustration i Bilag 3.

¹⁶ Simulation facility er et værktøj som stilles TSOerne til rådighed af elbørserne i Europa. Værktøjet muliggør "What-if" analyser på realiserede historiske ordrebøger og systemtopologier.



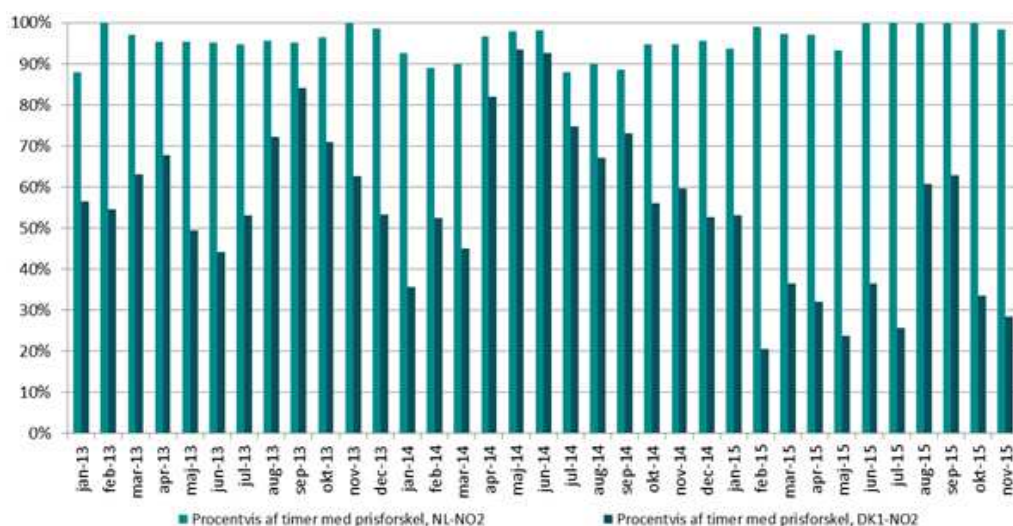
Figur 1 Handel over NorNed. Day-ahead handel (blå linje), intraday handel (Rød linje) og kapacitet givet til markedet (grå område). Tallene er givet i MWh/Uge.

Analysen viser en smule mere volatilitet i intraday markedet efter indførelsen af implicit nettabshåndtering i day-ahead markedet. Billedet er dog, at dette er mindre krusninger, der ikke udelukkende kan tilskrives indførelsen af implicit nettabshåndtering. Det ses at, i samme periode er day-ahead markedet også mere volatil og kapaciteten imod Holland har været begrænset, hvilket også kan medføre en større aktivitet i intraday markedet. Alt i alt ses det, at der ikke er sket markante ændringer i handler i intraday markedet efter indførelsen af implicit nettabshåndtering i day-ahead markedet, og det må konkluderes, at arbitrage effekten imellem de to markeder har været lille.

Det er vigtigt at pointere, at grundet forskellig størrelsesorden af elprisforskellene mellem budområderne på NorNed og budområderne på Skagerrak, er ovenstående analyse ikke fyldestgørende repræsentativ for Skagerrak.

Data for elpriserne i budområderne tilknyttet til NorNed viser, at der er en gennemsnitlig elprisforskel på hhv. 15,3 EUR, 14,1 EUR og 20,8 EUR for årene 2013, 2014 og 2015¹⁷. Elpriser varierer naturligvis, men som Figur 2 indikerer, er der i over 90 pct. af timerne, en elprisforskel på NorNed forbindelsen. Standardafvigelsen på hhv. 12,8 EUR, 9,9 EUR og 11,4 EUR for samme årrække, indikerer, at ca. 70 pct. af timerne har en elprisforskel, som er indenfor en standardafvigelse fra gennemsnittet. Dermed, vil der være timer med en mindre/ingen elprisforskel, dog givet det høje gennemsnit tyder resultaterne på, at der stadigvæk vil være en markant elprisforskel mellem budområderne.

¹⁷ For sammenligningens skyld, benyttes data inden tidspunktet for implementering af implicit nettab på NorNed.



Figur 2 Procent af timer med en elprisforskel mellem budområderne NL og NO2, samt DK1-NO2

Forventningen på denne gennemsnitlige markante elprisforskel, er, at en markedsaktør ikke nødvendigvis vil søge til intraday markedet, når implicit nettab implementeres. Det skyldes, at forventningen i langt de fleste timer vil være, at elprisforskellen i day-ahead markedet er høj nok, til at sikre en gevinst, som kan dække den introducerede omkostning af implicit nettab. Dette afspejles også af ovenstående figur 1, hvor der ikke er markante ændringer i intraday handlen efter implementering af implicit nettab på NorNed.

Dette er dog ikke den samme situation for handlen på Skagerrak, mellem budområderne Vestdanmark og Sydnorge, hvor der gennemsnitlig er en elprisforskel på 1,6 EUR, 3,4 EUR og 3,3 EUR for hhv. 2013, 2014 og 2015¹⁸. Standardafvigelsen på hhv. 46,5 EUR, 10 EUR og 9,5 EUR for årene 2013, 2014 og 2015 er relativt højere end i NorNed. Yderligere, har der mellem Vestdanmark og Sydnorge kun været en elprisforskel i hhv. ca. 61 pct., 65 pct. og 38 pct. af timerne i årene 2013-2015. Givet den lave elprisforskel, sammenholdt med den høje standardafvigelse, tyder det på, at langt de fleste timer er præget af en mindre elprisforskel, hvor det oftest er enkelte timer med en høj elprisforskel. Fx isoleret set, når der er begrænsning på Skagerrak, i situationer med en høj vind produktion i Vestdanmark.

Overordnet, når elprisforskellen er meget lav i de fleste timer, og der kun er en mindre andel af timer over et år med en høj elprisforskel, så er forventningen, at der vil være en større interesse for markedsaktører at flytte handlen fra day-ahead markedet til intraday. Dette skyldes, at den mindre elprisforskel også betyder, at den marginale nettabsomkostning (som inkluderes i elprisen i day-ahead markedet) vil resultere i en større træk på gevinsten i day-ahead markedet, hvorfor markedsaktører kan vælge at handle i intraday markedet i stedet for¹⁹. Den balanceansvarlige aktør, som vælger at satse på denne arbitragemulighed, accepterer dog en stor risiko, hvis den, i stedet for at sætte bud i day-ahead markedet, satser på at få en gevinst i intraday markedet. Dette er blandt andet en risiko i forhold til, at den balanceansvarlige aktør er udsat for eventuelle nye informationer, der kan opstå i tidsperioden fra day-ahead markedet til intraday, som kan have en påvirkning på elprisen. Dette er især også tilfældet i Danmark, hvor vindproduktion i stor grad påvirker elprisen. Den balanceansvarlige aktør skal yderligere også være sikker på, at de har en modpart i intraday markedet, hvilket er afhængig

¹⁸ For sammenlignings skyld, benyttes data inden tidspunktet for implementering af implicit nettab på NorNed.

¹⁹ Dette er også illustreret i eksemplet på side 35, i NWE rapporten "NWE Day-Ahead Market Coupling Project Introduction of loss factors on interconnector capacities in NWE Market Coupling" fra April, 2013.

af likviditeten i markedet. Derudover, baserer mange af deres overvejelser her på spilteori, da den balanceansvarlig aktør blandt andet ikke kan tillade sig at spekulere med hele porteføljen på ovenstående arbitrage mulighed, og skal også overveje de andre balanceansvarlige aktørers ageren. En balanceansvarlig aktør vil udelukkende benytte sig af den beskrevne arbitrage mulighed, hvis risici opvejes med den potentielle gevinst. Det vurderes, at grundet de mindre tab på kablet, at den potentielle gevinst ikke er høj nok, for at der vil være det store skift fra day-ahead over til intraday markedet.

Illustration af worst case eksempel

For at illustrere worst case eksemplet lad os antage, at der er en forbindelse imellem område A og område B, og der eksisterer kun disse to områder. Hvis det antages, at forbindelsen kan overføre 100 MW og yderligere antager, at der er en tabsfaktor på 2 pct. på forbindelsen. Da vil der ved fuldt flow på forbindelsen tabes 2 MW overførselskapacitet (effekt), hvortil energitabet 2 MWh per time løbende købes af TSOen ved eksplisit nettabshåndtering.

For at sikre, at eksemplet ikke kompliceres for meget, antages det, at der ses på en enkelt time, og det antages, at der kun kan ske udvekslingen af energi fra område A til område B. Det antages yderligere, at den kapacitet, der ikke er udnyttet i day-ahead markedet, den udnyttes fuldt ud i intraday markedet.²⁰

Nedenstående eksempel antager, at udbud- og efterspørgselskurverne er identiske i hhv. day-ahead og intraday markedet dvs., at det, der er afgørende for samfundsøkonomien, er flaskehalsindtægterne og tabsomkostninger.

Lad elprisen i område A være givet ved P_A og elprisen i område B være givet ved P_B .

Eksplisit håndtering af nettab i day-ahead markedet:

Day-ahead markedet: 10 MWh per time fra område B til område A.

$$P_A = P_B = 10 \text{ DKK/MWh}$$

Flaskehalsindtægt bliver da:

$$(P_B - P_A) * \text{energimængde} = (10 \text{ DKK/MWh} - 10 \text{ DKK/MWh}) * 10 \text{ MWh per time} \\ = 0 \text{ DKK/h}$$

⇒ Ingen flaskehalsindtægt.

Nettabsomkostningen²¹ for TSOen bliver:

$$\text{tabt energi} * \text{pris område B} = 0,2 \text{ MWh per time} * 10 \text{ DKK/MWh} = 2 \text{ DKK/h}$$

Den samlede TSO day-ahead omkostning er da:

$$\text{Flaskehalsindtægt} - \text{Nettabsomkostning} = 0 \text{ DKK/h} - 2 \text{ DKK/h} = -2 \text{ DKK/h}$$

Intraday markedet: 90 MWh per time fra område B til område A

Der generes ingen flaskehalsindtægt i intraday markedet.

²⁰ I realitet er det nok ikke så sandsynligt at alt kapacitet i day-ahead markedet forbliver uudnyttet, og at alt handel udelukkende vil foregå på intradaymarkedet, grundet den risiko, som er involveret.

²¹ I hele dette eksempel beregnes nettabsomkostningen til elprisen i eksportområdet (som er B), hvor tabet er købt, hvilket er metoden på Skagerrak. På Kontek forbindelsen er det fx altid Østdanmark, som danner referenceelprisen. Det socioøkonomiske tab, som følger af forbrugstab, tilregnes generelt i importområdet. Dette er dog ikke medtaget i beregningen her.

Nettabsomkostningen for TSO er givet ved:

$$tabt\ energi * pris\ område\ B = 1,8\ MWh\ per\ time * 10\ DKK/MWh = 18\ DKK/h$$

Den samlede TSO intraday omkostning er da:

$$Flaskehalsindtægt - Nettabsomk. = 0\ DKK/h - 18\ DKK/h = -18\ DKK/h$$

Samlet set har TSOen da en omkostning på:

$$TSO\ day-ahead\ omkostning + TSO\ intraday\ omkostning = \underline{-20\ DKK/h}$$

Ved at indføre implicit nettab i tilfældet ovenfor, hvor der ikke er fuldt flow og ingen elprisforskel kan flowet blive mindre, samtidig med, at der opstår en elprisforskel i day-ahead markedet.

Implicit håndtering af nettab i day-ahead markedet:

Day-ahead markedet: 5 MWh per time fra område B til område A.

$$P_A = 10,2\ DKK/MWh, P_B = 10\ DKK/MWh.$$

"Flaskehalsindtægt" bliver da:

$$(P_B - P_A) * energimængde = (10,2\ DKK/MWh - 10\ DKK/MWh) * 5\ MWh\ per\ time \\ = 1\ DKK/h$$

Nettabsomkostningen bliver²²:

$$tabt\ energi * pris\ område\ B = 0,1\ MWh\ per\ time * 10\ DKK/MWh = 1\ DKK/h$$

Den samlede TSO day-ahead indtægt/omkostning er da:

$$Flaskehalsindtægt - Nettabsomkostning = 1\ DKK/h - 1\ DKK/h = 0\ DKK/h$$

⇒ Ingen flaskehalsindtægt.

Intraday markedet: 95 MWh per time fra område B til område A

Der generes ingen flaskehalsindtægt i intraday markedet.

Nettabsomkostningen for TSO er givet ved:

$$tabt\ energi * pris\ område\ B = 1,9\ MWh\ per\ time * 10\ DKK/MWh = 19\ DKK/h$$

Den samlede TSO intraday omkostning er da:

$$Flaskehalsindtægt - Nettabsomk. = 0\ DKK/h - 19\ DKK/h = -19\ DKK/h$$

Samlet set har TSOen da en omkostning på:

$$TSO\ day-ahead\ omkostning + TSO\ intraday\ omkostning = \underline{-19\ DKK/h}$$

Tilsyneladende er omkostningen for TSOen reduceret med 1 DKK/h, ved at implementere implicit nettab. Dette er dog kun tilsyneladende, eftersom, at tabsomkostningen for day-ahead markedets 5 MWh per time er flyttet fra TSOen til markedsaktørerne.

Dette betyder i princippet, at et tillæg skal pålægges markedsaktørerne i day-ahead markedet, hvilket er lig med:

$$Tabsfaktor * tab\ i\ day\ ahead\ markedet * pris\ område\ B \\ = 0,02 * 5\ MWh\ per\ time * 10\ DKK/MWh = 1\ DKK/h$$

²² Det er ikke længere TSOen, som bærer denne omkostning. Under implicit nettab, inkl. omkostningen i elprisen, tildeles forbrugeren.

Ovenstående 1 DKK/h, som skal tildeles markedsaktørerne, summeres med intraday markedet omkostningen på 19DKK/h for TSOen, hvorpå den samlede tabsomkostning opnås.

Ligesom i situationen med eksplicit tabshåndtering, så bliver den samlede tabsomkostning dermed også i situationen med implicit nettab 20 DKK/h.

Baseret på de bagvedliggende antagelser, så viser dette eksempel, at worst case udfald af fuld overførsel fra day-ahead til intraday markedet fører til, at implementering af implicit nettab ikke medfører nogen samfundsøkonomisk ændring ift. situationen med eksplicit nettabshåndtering.²³

²³ I realitet, er dette nok ikke tilfældet, men forventningen er trods alt, at situationen ikke bliver værre.

Bilag 4 Principles for calculating the loss factor – methodology

Bilag 4 er i et separat dokument, som er vedhæftet denne rapport.

Bilag 5 Common Nordic Report- Analyses on the effects of implementing implicit grid losses in the Nordic CCR

Bilag 5 er i et separat dokument, som er vedhæftet denne rapport.

Bilag 6 NWE Day-Ahead Market Coupling Project 'Introduction of loss factors on interconnector capacities in NEW Market Coupling' 2013

Bilag 6 er i et separat dokument, som er vedhæftet denne rapport.

Bilag 7 MRC Study on DC Losses 2016

Bilag 7 er i et separat dokument, som er vedhæftet denne rapport, 2016.

Bilag 8 Høringsnotat

Bilag 8 er i et separat dokument, som er vedhæftet denne rapport.