

**ENERGINET**

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

Dato:  
25. marts 2019

Forfatter:  
FSK/LTK

**NOTAT****REDEGØRELSER TIL TARIFMETODEN****Indhold**

<b>1. Formål .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Robusthed .....</b>	<b>3</b>
2.1 Energinet bedes redegøre uddybende for, hvorvidt afstand er en saglig cost-driver i DK systemet, såvel i eksisterende som nyt.....	3
2.2 Er det korrekt, at begge metoder giver varierende tariffer fra år til år – og på samme måde og lige så meget? (kort forklaring).....	6
2.3 Energinet bedes lave en række følsomhedsberegninger for at se udvikling og variation af tarifferne – med forskellige antagelser og over en længere periode. Beregningerne bedes udarbejdet for 6 år for både CWD og uniform. (3 år tyranedlukning og 3 år efter med BP).....	8
2.4 Kan en højere andel kapacitetstarif gøre en forskel?.....	9
2.5 Kan justering af andre "knapper" (antagelser, elementer, flow/mængde prognoser) vise en anden udvikling? .....	10
2.6 Kan CWD i kombination med "homogene" grupper af punkter skabe samme effekt som uniform? (i forhold til at fremme konkurrence)? (beregning og kort begrundelse).....	10
<b>3. CAA: uniform versus CWD (Punkt 3, 35-39) .....</b>	<b>11</b>
3.1 Entry/exit split betydning: Beregninger hvor samme split på CWD og uniform – både 50/50 og det split som anvendes 54/46, herunder også ACERs forslag: (note 11) A capacity weighted distance methodology with an entry-exit split that better fits the actual shares of technical or booked capacity on entry.....	11
3.2 Lagerpunktets betydning: .....	12
3.3 Kapacitets/volumensplit: Højere andel af kapacitetsbetaling (80/20).....	14
3.4 Dragørpunktet efter JBZ: VEZ punkt som systeminternt (dvs. inkl. mængder til Sverige).....	14
3.5 Betydningen af indførelse af lagertarif (kapacitet). .....	15
3.6 Betydning hvis væsentlig ændring i mængder/flow .....	16
3.7 Indførelse af 0,9 multiplier på lange kontrakter over 10 år: de facto kun BP mængder gavn af dette. Hvordan ser CAA ud med dette. Herunder en beregning af betydningen af 0,9 multiplier ved et split på 80 pct. kapacitetstarif og 20 pct. volumen.....	18

3.8	Analyse af hvor mange indtægter der skal flyttes mellem cross og intra use, for at den uniforme tarif er under 0,1 grænsen i alle år. ....	19
4.	Volumenrisiko (punkt 41-43) .....	19
5.	Volumentarif (48-52) .....	20
5.1	Energinet skal redegøre/dokumentere ca. andel af reel gasstrømsbaserede omkostninger. 20 pct.? 15 pct.? 10 pct.? (baseret på forskellige mængdeantagelser og scenarier i en række år frem inkl. BP).....	20
5.2	Energinet bedes redegøre (yderligere) for, hvorfor volumentariffen kun sættes på exitpunkter (punkt 52) .....	22
5.3	Energinet bedes redegøre for hvordan flow-prognoser er beregnet/fastsat (punkt 52) .....	22
6.	Ingen tariffer til lager .....	23
7.	Øvrige tariffer/fee (punkt 53-58).....	24
7.1	Energinet bedes give et overblik over alle øvrige tariffer og fee. ....	24
7.2	Energinet bedes begrunde, hvorfor (enkelte gebyrer/tariffer) ikke vurderes at være omfattet af NC TAR (dvs. balancegebyr). ....	24
7.3	For alle øvrige tariffer/gebyrer: begrunde (foretage en vurdering af), hvorvidt de er i overensstemmelse med artikel 4,4. ....	24

## 1. Formål

Notatet samler Energinets redegørelse på en række punkter i tarifmetodeanmeldelsen, hvor ACER i sin analyse har haft anmærkninger.

Nummerering gennem notatet referer til ACERs analyse:

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20Analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Denmark.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20Analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Denmark.pdf)

Tekst i *kursiv* henviser til Forsyningstilsynets anmodning om Energinets redegørelse, mail 11. februar 2019 indsat samlet i bilag 1.

## 2. Robusthed

*Punkt 3, 26-29: Den valgte RPM (uniform) robusthed over tid (generelt og i forhold til CWD) (ACER peger på, at både uniform som CWD's tariffer varierer over tid ....)*

### 2.1 Energinet bedes redegøre uddybende for, hvorvidt afstand er en saglig cost-driver i DK systemet, såvel i eksisterende som nyt.

Afstande, dvs. systemets geografiske udbredelse er en begrundelse for CWD-metoden, der vægter afstande mod kapacitet i systemet som en metode til at allokere omkostninger til systemets punkter.

Det er Energinets vurdering, at afstande kun i begrænset udstrækning er en saglig cost-driver for systemets omkostninger.

#### For et helt nyt system

Det er i udgangspunktet tilnærmelsesvist rigtigt ved etableringen af et nyt system, at rørlængde (sammen med rørens dimensionering (diameter)) driver anlægsomkostningerne. Ved at videreføre afstandsbaseede omkostninger til de forskellige punkter sender i teorien et rigtigt prissignal til brugerne, der så kan medvirke til at planlægge det efficiente systemdesign.

Det er blot ikke en lineær og entydig sammenhæng og TAR NC's CWD metode simplificerer efter Energinets opfattelse cost drivers:

- Designet af nye systemer baseres på forventninger til fremtidig efterspørgsel og på central planlægning. Der er derfor ikke en direkte dialog med alle brugere.
- Prissignaler til brugerne er oftest slørede. Alternativt kunne anlægsomkostningerne dækkes med investeringsbidrag, der nøjagtigt fordeler omkostningerne til de individuelle brugere. Det er hverken praktisk eller kommercielt muligt. I stedet fordeles anlægsomkostningerne over aktivernes forventede økonomiske levetid. Dermed påtager fremtidige brugere kollektivt en risiko for at efterspørgslen ændres over tid – hvis forbrugere skifter brændsel eller efterspørgsel, så efterlader det kollektiviserede omkostninger til de øvrige brugere. Det betyder samlet, at der ikke sendes et perfekt prissignal forud for investeringsbeslutninger.
- Gasforbrugere har forskellige efterspørgselsprofiler, der nødvendiggør at systemdesignet indeholder overskudskapacitet. Alternativt skulle systemet modificeres hyppigere for at imødekomme skiftende efterspørgselsmønstre.
- Pipelines er standardprodukter, der ikke nøjagtigt dimensioneres til den lokale efterspørgsel. I stedet vælges ofte samme dimensionering i hele systemet, hvilket letter den efterfølgende tekniske drift og vedligehold. Det neutraliserer i nogen grad diame-teren som cost driver.

- Anvendelsen af undergrundslagre og kompressorstationer medfører at de samlede systemer kan optimeres, men også at cost drivers ikke længere er lineære og fuldt afstandsafhængige. Det er uddybet i den efterfølgende tekst.

Samlet betyder det at afstandsafhængige cost drivers selv i et helt nyt system er en teoretisk approksimation til den ideelle tarifmetode. Det er samtidig en metode, som ikke kan tilgodese politiske og forbrugermæssige ønsker om harmonisering af tariffer på geografisk ensartede vilkår og som vanskeligt understøtter lige konkurrence mellem forskellige forsyningspunkter, internt og eksternt. Det er Energinets vurdering, at priskonvergens mellem markeder og stabile gaspriser ofte overstiger fordelene ved at fordele transmissionsomkostningerne med stor nøjagtighed. Transmissionsomkostningen udgør typisk en begrænset del af den samlede gaspris hos forbrugeren.

#### Det historiske system

Det danske transmissionssystem er imidlertid udbygget i flere trin siden 1980'erne, hvor hovedparten af systemet blev etableret. Tilsvarende er den økonomiske levetid i systemet ændret (forlænget) senest i år 2012. Det betyder at hovedparten af omkostningerne er afskrevne ligesom det historiske forbrug til grund for systemdesignet må forventes at være væsensforskelligt i dag og i fremtiden sammenlignet med det forventede geografiske forbrug, da systemet blev designet. Det er efter Energinets vurdering ikke hensigtsmæssigt eller rimeligt, at lade nuværende og fremtidige gasforbrugere betale differentierede tariffer, der er beregnet på baggrund af designbeslutninger truffet for 40 år siden.

#### Systemudvidelser

Transmissionssystemet er udbygget gradvis under sin levetid. Der er eks. foretaget systemforstærkninger for at understøtte forsyningen til det tilsluttede svenske gasmarked (med et investeringsbidrag under NOVA-aftalen). I år 2012 blev importinfrastruktur fra Tyskland idriftsat. Fra år 2022 forventes Baltic Pipe transitinfrastruktur idriftsat. Systemudvidelser til det eksisterende system er overvejende ledningsdublinger og kompressorstationer, der muliggør større transportkapacitet eller øget forsyningsikkerhed. Geografiske afstande er ikke en relevant cost driver, når omkostningerne til systemudvidelser rettes mod forstærkninger i det eksisterende system. CWD vil eksempelvis medføre at punkter/forbrugere i systemets yderpunkter betaler en disproportional andel af systemudvidelserne, også hvis udvidelserne er foretaget med henblik på andre formål end at tilgodese de specifikke punkter.

Kompressorstationer udgør større enkeltstående aktiver i transmissionssystemet. Her er afstande ikke en relevant cost driver.

Populært sagt, så medfører en kapacitetsudvidelse i det eksisterende system ikke at afstandene ændres. Det vil derfor ikke være rimeligt at fordele omkostningerne disproportionalt til systemets yderpunkter.

#### Straksafskrivninger og kapacitets-volumen-split

Begrundelsen for afstande som en cost-driver er mest relevant for kapitalomkostningerne til anlæg af (nye) pipelines. Med en tarifmetode, hvor kapacitetstarifferne skal dække både en betydelig andel af drifts- og vedligeholdelseskostninger er afstandene i systemet ikke længere den relevante cost driver. OPEX for især SO-aktiviteter er generelt ikke drevet af afstande.

Tilsvarende er straksafskrivninger, når restlevetiden i et eksisterende anlæg afskrives, ikke forbundet med afstande. Det er samtidig ikke muligt indenfor tarifmetoden, at allokere mer-

omkostningen ved en straksnedskrivning til specifikke brugere af aktivet. I takt med at systemets alder stiger og forbrugsmønstrene ændres forventes omfanget af straksnedskrivninger at stige.

### Bionaturgas/BNG

Udviklingen mod et gassystem med stadig større andele af VE-gasser er en cost driver i det danske transmissionssystem. Det er anlæg som populært sagt opføres indenfor det eksisterende punkt snarere i systemets yderpunkter. Mens der kan være grunde til at allokere disproportionale omkostninger til tilslutning af de enkelte biogasanlæg mod ejerne/brugerne af anlægget (investeringsbidrag og omkostningsfordeling), så synes det ikke at begrunde at brugere af yderpunkterne skal dække en større del af de fælles punkter end øvrige brugere placeret tættere på "midten af systemet".

### Zone tariffer

ACER peger i sin analyse selv på, at sammenlægning af punkter i zoner kan modvirke tarifiedifferentiering mellem punkterne og opbløde de uhensigtsmæssigheder, der er nævnt ovenfor. Energinet deler denne holdning. Sammenlægningen i zoner er generelt en hensigtsmæssig metode til at understøtte tariffer med begrænset spredning. Det er imidlertid også en erkendelse af begrænsningerne i CWD-metoden. Det er Energinets vurdering, at ACER ikke både kan argumentere for, at afstande er det mere relevante parameter for at fordele omkostninger, og samtidig at grupperingen i større uniforme zoner bør tilskyndes.

### Valg af RPM i nabosystemer

Energinet har gennemgået ACER's rapporter fra nabolande og har følgende vurdering af tarifmetoden efter implementering af NC TAR:

Holland	Uniforme tariifer
Rumænien	Uniforme tariifer
Nordirland	Uniforme tariifer
Polen	Uniforme tariifer
Belgien	CWD tariffs with ax-ante split på 33/67 and equalisation of all entry points and all domestic exit points
Tyskland	Uniforme tariifer
Italien	CWD tariffs
Portugal	CWD tariffs
Slovenien	Selvstændig metode: "use a matrix methodology which is based on capacity, distance and network costs as cost drivers"
Irland	Selvstændig metode: "use a matrix methodology"
Sverige	Uniforme tariifer

### Konklusion

Energinet er derfor af den vurdering, at afstande (og i nogen udstrækning også kapacitet) ikke er den relevante cost-driver i et modent gastransmissionssystem, hvor anlægsomkostningerne i vid udstrækning er historiske og sunk. Tilsvarende er det resulterende prissignal ikke hensigtsmæssigt med større differentiering mellem punkter i direkte konkurrence, og hvor brugere har begrænset mulighed for at reagere på prissignalet ved eks. at flytte forbruget til en mere central placering. Afstande som prissignal er derfor mest relevant ex ante for en TSOs investeringsbeslutning og mindre relevante for transportkunderne.

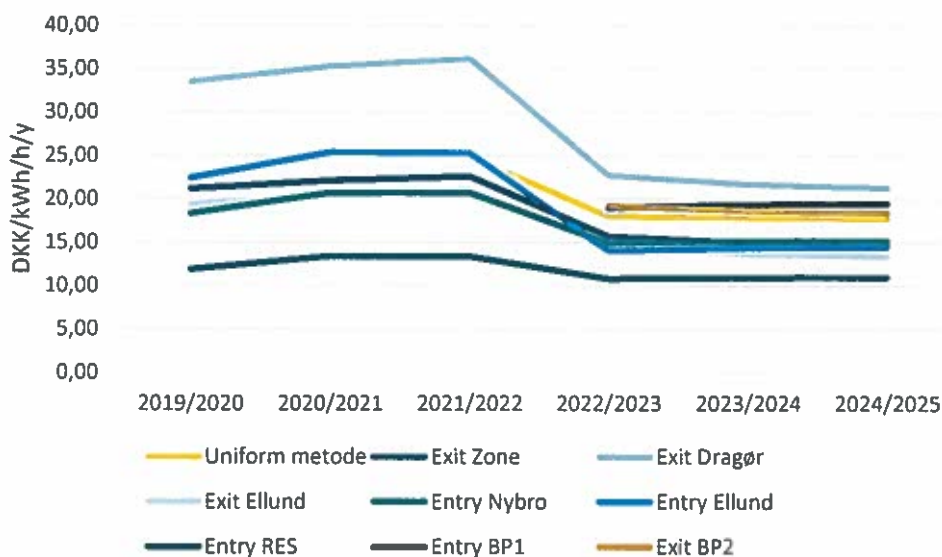
Derudover negligerer CWD de betydelige dækningsbidrag fra mertransport, som systemudvidelser til et eksisterende system kan levere. Mængder er den primære indtægts-driver i systemet. Uniforme tariffer tilvejebringer en proportional omkostningsallokering baseret på den

øjeblikkelige brug af systemet snarere end det historiske systemdesign. Uniforme tariffer understøtter også bedre investeringer foretaget for at øge forsyningssikkerheden for alle brugere.

## 2.2 Er det korrekt, at begge metoder giver varierende tariffer fra år til år – og på samme måde og lige så meget? (kort forklaring)

CWD-metoden og den uniforme tarifmetode medfører grundlæggende den forskel, at hvor den uniforme tarifmetode medfører samme kapacitetstarif for alle punkter, medfører CWD-metoden varierende tariffer i alle punkter. Begge metoder medfører dog varierende tariffer fra år til år, da omkostningsbasen og kapacitetsmængderne varierer år for år. I nedenstående Figur 1 præsenteres udviklingen i tarifferne i perioden 2019-2025, for henholdsvis den uniforme metode og CWD-metoden. Sidstnævnte er præsenteret som udviklingen i hver enkelt entry- og exitpunkt i det danske system.

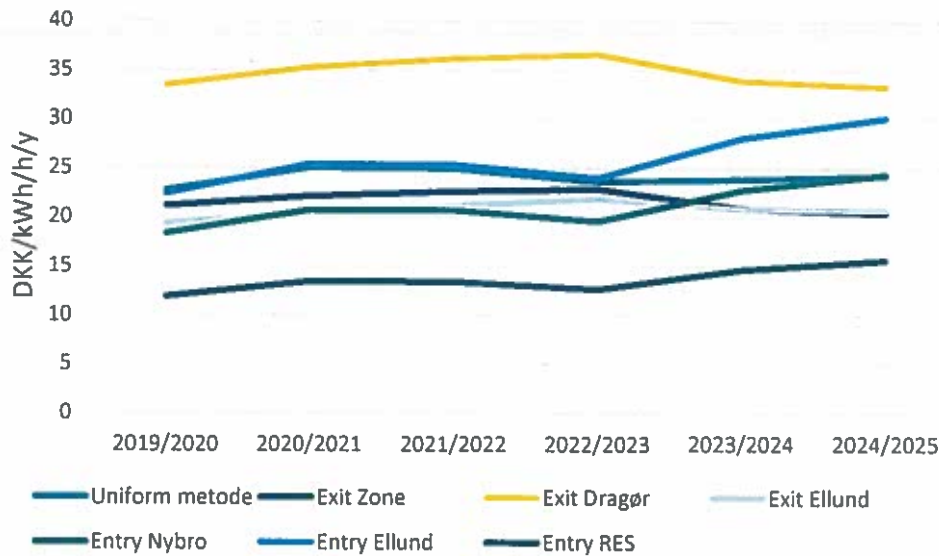
Figur 1 Udvikling i tariffer, 2019-2025, DKK/kWh/h/y



Som det ses af Figur 1, giver begge metoder varierende tariffer fra år til år. Derudover kan det ses, at tarifferne i begge metoder bevæger sig i samme retning (stiger under Tyra Future, falder ved implementeringen af Baltic Pipe og stabiliseres i perioden herefter).

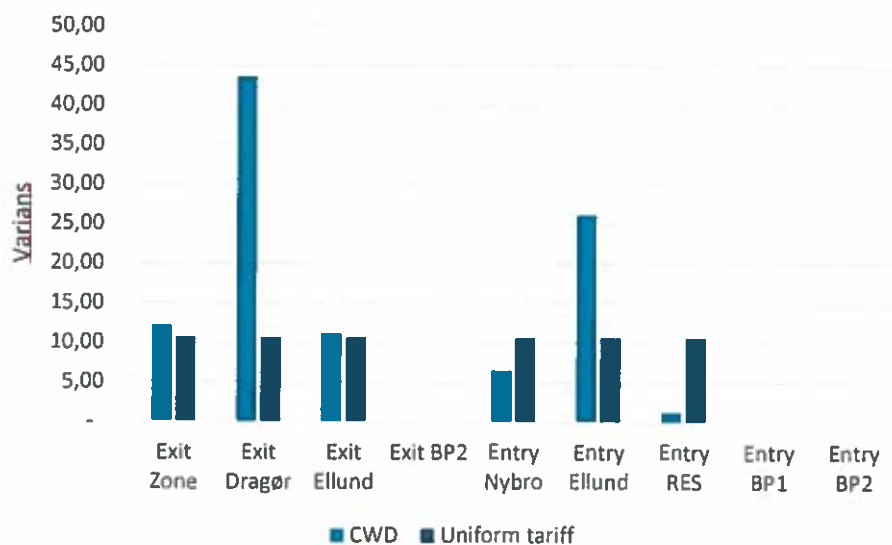
Til sammenligning vises i Figur 2 udviklingen i tariffer uden implementering af Baltic Pipe.

Figur 2 Udvikling i kapacitetstariffer uden BP, 2019-2025



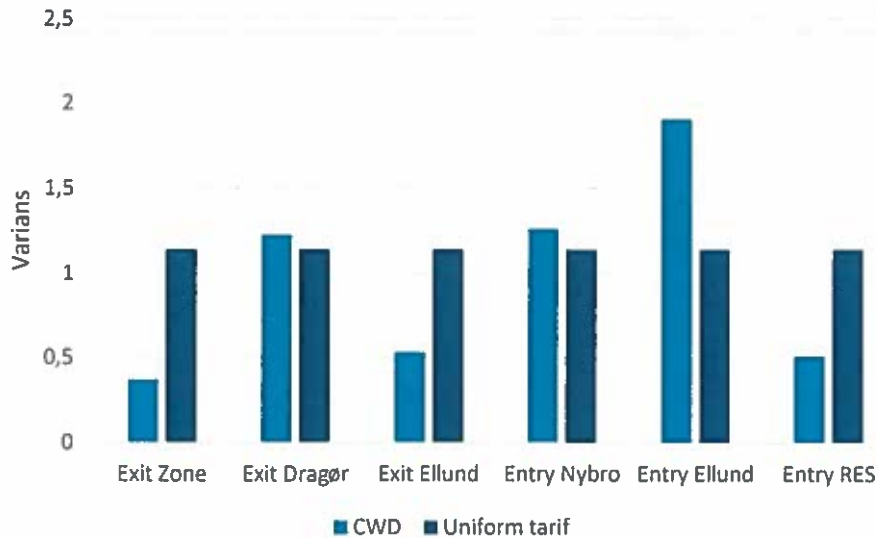
For at vurdere, om de to metoder medfører, at tarifferne varierer i samme omfang, beregnes variansen i tariffen over tid for hvert entry/exit-punkt i perioden 2019-2025. Resultatet af denne analyse præsenteres i nedenstående Figur 3.

Figur 3 Varians i tariffer over tid, 2019-2025

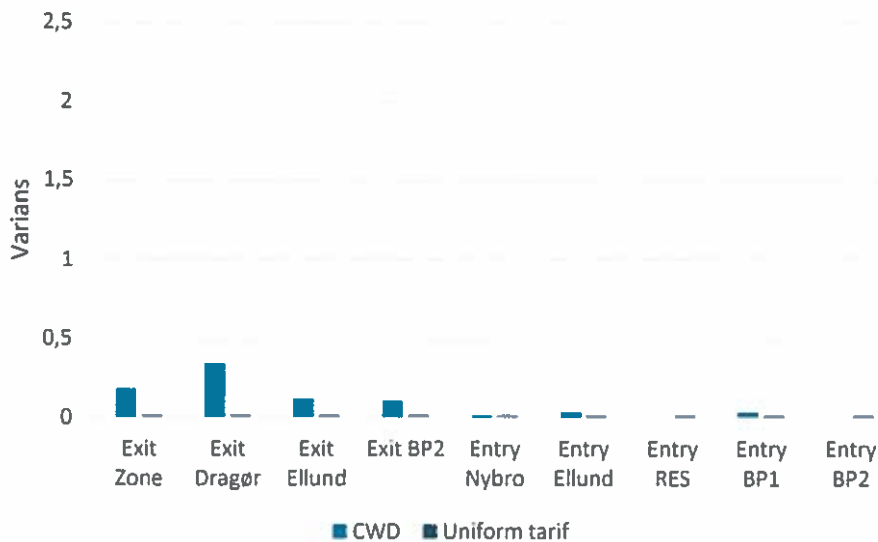


Som det ses af Figur 3, medfører den uniforme tarifmetode samme varians for alle punkter (men undtagelse af de punkter der først aktiveres ved implementering af Baltic Pipe). CWD-metoden medfører varierende varianser for hvert punkt. Ved CWD-metoden er variationen i tariffer over tid generelt højere (markant højere for Exit Dragør og Entry Ellund, en smule højere for Exit Zone og Exit Ellund mens den er markant mindre for Entry Nybro og Entry RES). Det skal bemærkes, at Baltic Pipe entry/exit-punkterne har en meget lille (men positiv) varians. Dette skyldes, at variationen i tariffer over tid efter implementering af Baltic Pipe bliver meget lille, hvilket også er gældende for de resterende punkter. Dette illustreres i nedenstående Figur 4 og 5, hvor varians i tariffer over tid præsenteres for perioden henholdsvis før og efter implementeringen af Baltic Pipe.

Figur 4 Varians i tariffer over tid, før BP



Figur 5 Varians i tariffer over tid, efter BP



2.3 Energinet bedes lave en række følsomhedsberegninger for at se udvikling og variation af tarifferne – med forskellige antagelser og over en længere periode. Beregningerne bedes udarbejdet for 6 år for både CWD og uniform. (3 år tyra-nedlukning og 3 år efter med BP)

I nedenstående tabeller præsenteres følsomhedsberegninger for variationen i tariffer over tid, ved ændring af følgende antagelser: (i) 20% reduktion af alle kapacitetsmængder i systemet, (ii) 20% forøgelse af alle kapacitetsmængder i systemet, (iii) 20% reduktion i kapacitetsmængder i lageret, (iv) kapacitets/volumen-split ændres til 80/20, samt (v) lagerpunktets definition ændres til at være både intra- og cross-use. I Tabel 1 præsenteres varianser med CWD-metoden, mens i Tabel 2 præsenteres varianser med den uniforme tarifmetode.

Tabel 1 Følsomhedsberegning, CWD 2019-2025

CWD: 2019-2025	Oprindelig værdi	20% reduktion i mængder	20% stigning i mængder	20% reduktion i lagermængder	Kapacitet/volumen intra- og cross- split: 80/20	Lagerpunkt: use
Exit Zone	12,06	18,65	8,46	12,22	23,37	12,06
Exit Dragør	43,61	71,10	29,25	41,79	78,13	43,61
Exit Ellund	11,07	20,97	6,49	8,98	20,91	11,07
Exit BP2	0,11	0,17	0,07	0,10	2,26	0,11
Entry Nybro	6,39	9,85	4,49	6,48	15,65	6,39
Entry Ellund	26,23	40,91	18,22	26,24	47,40	26,23
Entry RES	1,22	1,58	0,97	1,45	4,35	1,22
Entry BP1	0,04	0,06	0,02	0,03	2,81	0,04
Entry BP2	-	-	-	-	-	-

Tabel 2 Følsomhedsberegning, uniform tarifmetode, 2019-2025

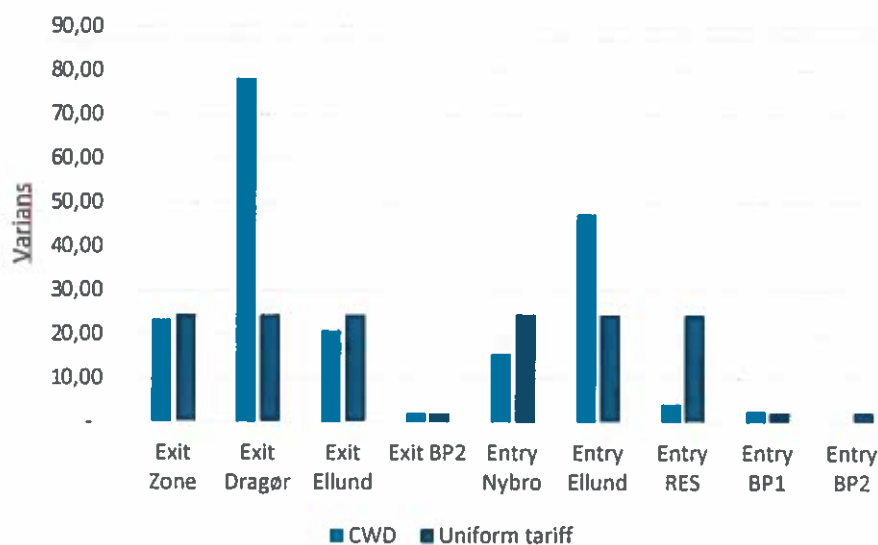
Uniform Tarifmetode: 2019-2025	Oprindelig værdi	20% reduktion i mængder	20% stigning i mængder	20% reduktion i lagermængder	Kapacitet/volumen intra- og cross- split: 80/20	Lagerpunkt: use
Exit Zone	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Exit Dragør	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Exit Ellund	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Exit BP2	0,01	0,02	0,01	0,01	2,16	0,01
Entry Nybro	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Entry Ellund	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Entry RES	10,61	16,58	7,37	10,61	24,37	10,61
Entry BP1	0,01	0,02	0,01	0,01	2,16	0,01
Entry BP2	0,01	0,02	0,01	0,01	2,16	0,01

Følsomhedsberegningerne i Tabel 1 og 2 viser, at variationen i tarifferne over tid stiger med en reduktion i kapacitetsmængderne, mens variationen falder med en stigning i kapacitetsmængderne. Ved en ændring i antagelser om lagerpunktets mængder og definition (intra-/cross-use) ændres variationen ikke med den uniforme metode, da tarifferne vil være uændret. Generelt viser følsomhedsberegningerne, at CWD-metoden fortsat medfører en højere variation i tariffer over tid end den uniforme metode, når der ændres på forskellige antagelser i tarifmodellen.

#### 2.4 Kan en højere andel kapacitetstarif gøre en forskel?

I nedenstående figur præsenteres variationen i tariffer over tid med de to tarifmetoder, hvis kapacitet/volumen-forholdet ændres fra det nuværende (omkring 60/40-forhold), til et 80/20-forhold. Figur 3 er en grafisk illustration af kolonne 6 i ovenstående tabeller.

Figur 6 Varians i tariffer over tid, 2019-2025



Sammenholdes Figur 3 med Figur 2, ses det, at en højere andel kapacitetstarif (ift. volumentarif) betyder, at den uniforme tarifmetode medfører en større variation i tarifferne over tid end CWD-metoden for Exit Zone og Exit Ellund. Den uniforme tarifmetode medfører fortsat signifikant mindre variation i tarifferne i Exit Dragør og Entry Ellund, mens variationen fortsat er højere for Entry Nybro og Entry Res. Overordnet set, gør en højere andel kapacitetstarif ikke en signifikant forskel.

#### 2.5 Kan justering af andre "knapper" (antagelser, elementer, flow/mængde prognoser) vise en anden udvikling?

Ser man på følsomhedsberegningerne i Tabel 1 og 2, ændrer det overordnede billede sig ikke, når antagelser om kapacitetsmængder, lager og kapacitets/volumen-forhold ændres. Den uniforme tarifmetode medfører generelt en lavere variation i tarifferne over tid for Exit Dragør og Entry Ellund, mens variationen er højere for Entry Nybro og Entry RES. Variationen i tarifferne er stort set ens for Exit Zone, Exit Ellund og BP-punkterne mellem de to tarifmetoder.

#### 2.6 Kan CWD i kombination med "homogene" grupper af punkter skabe samme effekt som uniform? (i forhold til at fremme konkurrence)? (beregning og kort begrundelse)

I den tyske implementering af TAR NC, indføres der fælles (uniforme) tariffer for grænsepunkter og fælles (uniforme) tariffer for indenlandske punkter. Nedenstående tabel viser resultatet af en analyse, hvor en lignende modelopsætning testes for det danske system. Her er CWD-metoden i første omgang brugt til at bestemme, hvor meget omsætning der skal opkræves fra henholdsvis indenlandske og udenlandske brugere, hvorefter tarifferne gøres uniforme indenfor 4 homogene grupper: (i) indenlandsk entry (Entry Nybro, Entry RES, Entry Storage), (ii) udenlandsk entry (Entry Ellund, Entry BP1, Entry BP2), (iii) indenlandsk exit (Exit Zone, Exit Storage) og (iv) udenlandsk exit (Exit Dragør, Exit Ellund, Exit BP2).

Tabel 3

	Gns. Tarif (2019-2025)		Varians	
	CWD	Homogene grupper	CWD	Homogene grupper
Exit Zone	18,53	18,53	12,06	12,06
Exit Dragør	28,46	26,90	43,61	65,43
Exit Ellund	17,02	26,90	11,07	65,43
Exit BP2	18,78	18,86	0,11	0,28
Entry Nybro	17,50	15,60	6,39	1,81
Entry Ellund	19,34	21,48	26,23	9,39
Entry RES	11,90	15,60	1,22	1,81
Entry BP1	19,30	18,59	0,04	0,16
Entry BP2	-	-	-	-

Tabel 3 viser, at med homogene tarifgrupper som beskrevet ovenfor, vil den gennemsnitlige tarif blive markant dyrere i Exit Ellund, mens den vil blive lidt billigere i Exit Dragør. Entry Nybro og Entry BP1 tarifferne vil blive lidt billigere, mens Entry Ellund og Entry RES bliver lidt dyrere.

Ser man på variationen i tarifferne over tid, vil de homogene grupper medføre en højere varians på exit-punkterne, men en lavere varians på entry-punkterne, hvorfor det er svært at drage nogen entydig konklusion.

### 3. CAA: uniform versus CWD (Punkt 3, 35-39)

*Energinet anmodes om at udarbejde og indsende detaljeret følsomhedsberegninger på dette punkt. Formålet er at se, hvordan begge modeller reagerer CAA-mæssigt over tid (6 år) og ved at "justere/ændre" på en række antagelser/elementer.*

#### 3.1 Entry/exit split betydning: Beregninger hvor samme split på CWD og uniform – både 50/50 og det split som anvendes 54/46, herunder også ACERs forslag: (note 11) A capacity weighted distance methodology with an entry-exit split that better fits the actual shares of technical or booked capacity on entry

I nedenstående tabeller, præsenteres følsomhedsberegninger for Cost Allocation Assessment af de to tarifmetoder, ved ændring af entry/exit-split i perioden før og efter implementering af Baltic Pipe. Hvor CWD-metoden som udgangspunkt medfører et 50/50-split, medfører den uniforme tarifmetode et implicit split, som udgør forholdet mellem de samlede entry- og exit-mængder. Dette split varierer således år for år. Tabel 4 præsenteres CAA-resultaterne af en analyse, hvor det inducerede split fra den uniforme metode pålægges CWD-metoden.

Tabel 4 Følsomhedsanalyse for CAA

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring i entry/exit-split, 2019-2022				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,22	0,23	0,24
Split induceret fra uniform tarif metode	CWD	0,16	0,20	0,17
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,12	0,09	0,11

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring i entry/exit-split, 2022-2025				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,03	0,02	0,02
Split induceret fra uniform tarif metode	CWD	0,00	0,02	0,03
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,07	0,06	0,05

Følsomhedsberegningerne viser, at ved at anvende det inducerede split fra den uniforme tarifmetode i CWD-metoden, falder CWD-metodens CAA en smule i 4 ud af 6 år. Ændringen er dog ikke tilstrækkelig, til at nå under CAA grænsen på 0,1. Dette skyldes til dels, at entry/exit-splittet i den uniforme tarifmetode fra 2019-2025 ligger i spændet 50/50-54/46, hvilket er meget tæt på 50/50-splittet som oprindeligt anvendes i CWD-metoden.

### 3.2 Lagerpunktets betydning:

I Tabel 5 er der foretaget følsomhedsanalyser af lagerantagelsernes påvirkning på CAA resultatet for henholdsvis CWD og den uniforme tarifmetode. Der er foretaget analyse af, hvad en 20% reduktion i lagerkapaciteten betyder for CAA resultatet. Denne analyse er udelukkende foretaget i forhold til en reduktion, da lagerkapaciteten i udgangspunktet er tæt på de tekniske kapacitetsbegrænsninger. Der er også foretaget en analyse af, hvad en opsplitning af lagerpunktet mellem cross- og intra-use betyder for CAA resultatet. I denne analyse er det antaget, at lagerpunktets placering fastholdes, uanset om det er til cross- eller intra-use. Lagerpunktets placering er beregnet som et vægtet gennemsnit på baggrund af de to lagres fysiske placering og forventet aktivitet.

Tabel 5 Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2019-2022 (inden Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,222	0,234	0,235
20% reduktion i lagerkapacitet	CWD	0,138	0,146	0,147
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	CWD	0,114	0,120	0,124
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	CWD	0,066	0,070	0,075
Oprindelig værdi	Uniform	0,117	0,086	0,105
20% reduktion i lagerkapacitet	Uniform	0,179	0,156	0,173
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	Uniform	0,201	0,182	0,195
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	Uniform	0,238	0,224	0,234

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2022-2025 (med Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,030	0,021	0,023
20% reduktion i lagerkapacitet	CWD	0,003	0,011	0,008
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	CWD	0,016	0,007	0,009
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	CWD	0,008	0,000	0,002
Oprindelig værdi	Uniform	0,069	0,058	0,046
20% reduktion i lagerkapacitet	Uniform	0,099	0,089	0,078
Lagerpunktet deles på cross/intra (10/90)	Uniform	0,084	0,074	0,062
Lagerpunktet deles på cross/intra (15/85)	Uniform	0,091	0,081	0,070

En 20% reduktion i lagerkapacitetsbestillingerne medfører, at hverken CWD eller den uniforme tarifmetode består CAA testen i perioden inden Baltic Pipe. Det skal dog bemærkes, at reduktionen medfører, at CWD metoden kommer tættere på CAA grænsen på 0,1, mens den uniforme metode kommer længere væk fra CAA grænsen. Ved CWD metoden er det cross-users som dækker for mange omkostninger ift. deres cost-driver, mens det for den uniforme tarif er intra-users. I perioden med Baltic Pipe består begge metoder CAA testen, på trods af en 20% reduktion i lagerkapacitetsbestillingerne, primært på grund af de store Baltic Pipe kapaciteter.

Med en antagelse om at 10% af lagerkapaciteterne anvendes til cross-use, består hverken CWD eller den uniforme tarifmetode CAA testen i perioden inden Baltic Pipe, mens begge tarifmetoder består CAA testen i perioden med Baltic Pipe.

Antages 15% af lagerkapaciteterne anvendt til cross-use, består CWD-metoden CAA testen i alle år, mens den uniforme tarifmetode kun består CAA testen i perioden med Baltic Pipe. For CWD-metoden dækker cross-user relativt mange omkostninger i forhold til deres cost-driver, mens det i den uniforme metode er intra-users der dækker relativt mange omkostninger.

Resultaterne illustrerer generelt, at CAA resultatet er følsomt over for lagerændringer. Dette skyldes primært, at der er 100% rabat på lagerkapacitetsbestillinger i udgangspunktet, hvilket medfører at punktet påvirker cost-driveren uden at generere en dækning af omkostningerne. Derudover er det også centralt, at lageret i udgangspunktet antages at være fuldt ud intra-use punkt.

### 3.3 Kapacitets/volumensplit: Højere andel af kapacitetsbetaling (80/20)

I dette afsnit er CAA resultatets følsomhed testet i forhold til ændringer i kapacitets/volumen splittet. Dette er gjort ud fra en antagelse om, at et fast kapacitet/volumen split på 80/20 er gældende.

Tabel 6 Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring i kapacitet/volumen split

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring i kapacitet/volumen split, 2019-2022 (inden Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,22	0,23	0,24
Kapacitet/volumen split: 80/20	CWD	0,22	0,23	0,24
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,12	0,09	0,11
Kapacitet/volumen split: 80/20	Uniform tarif	0,12	0,09	0,11

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring i kapacitet/volumen split, 2022-2025 (med Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,03	0,02	0,02
Kapacitet/volumen split: 80/20	CWD	0,03	0,02	0,02
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,07	0,06	0,05
Kapacitet/volumen split: 80/20	Uniform tarif	0,07	0,06	0,05

Som det fremgår af ovenstående tabel, har en justering af splittet mellem kapacitet og volumen ingen påvirkning på CAA resultatet. Dette skyldes at CAA testen udelukkende anvender afstande og kapaciteter til at beregne cost-drivers. Ved at ændre de samlede omkostninger som skal dækkes, vil det resultere i ændrede tariffer, men ikke en ændret CAA vurdering.

### 3.4 Dragørpunktet efter JBZ: VEZ punkt som systeminternt (dvs. inkl. mængder til Sverige)

I nedenstående tabeller præsenteres følsomhedsberegninger for CAA af de to tarifmetoder, ved at indregne Exit Dragør som et indenlandsk exit-punkt (intra-use). Dette gøres, for at simulere effekten af en Joint Balancing Zone mellem Danmark og Sverige. Analysens resultater skal fortolkes med varsomhed, da det på nuværende tidspunkt er usikkert, hvordan en JBZ mellem Danmark og Sverige vil udmønte sig. Analysen er foretaget i perioden før og efter implementering af Baltic Pipe.

Tabel 7 Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring af DK/SE til Joint Balancing Zone

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring af DK/SE til Joint Balancing Zone, 2019-2022 (inden Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,22	0,23	0,24
Dragør som intra-punkt	CWD	0,54	0,56	0,52
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,12	0,09	0,11
Dragør som intra-punkt	Uniform tarif	0,67	0,70	0,66

Sensitivitetsanalyse for CAA ved ændring af DK/SE til Joint Balancing Zone, 2022-2025 (med Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,03	0,02	0,02
Dragør som intra-punkt	CWD	0,08	0,07	0,07
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,07	0,06	0,05
Dragør som intra-punkt	Uniform tarif	0,03	0,03	0,04

Følsomhedsberegningerne i Tabel 7 viser, at den uniforme metode er robust over for indførelse af en JBZ mellem DK og SE, i perioden efter implementering af BP. Man skal være ekstra varsom med at fortolke resultaterne i perioden før implementering af Baltic Pipe, da der i denne periode (under Tyra Future), går meget begrænsede mængder til Tyskland, som i denne opstilling er det eneste cross-use exit point.

### 3.5 Betydningen af indførelse af lagertarif (kapacitet).

Der er i udgangspunktet en 100% rabat på kapacitetstariffer i lageret, og denne praksis forventes ikke ændret. På trods af dette, er der nedenfor udført en række sensitivitetsanalyser af CAA metodens følsomhed over for en eventuel indførelse af lagertarif. Der er beregnet følsomheder på en lagerkapacitetsrabat på henholdsvis 75% og 50%.

Tabel 8 Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2019-2022 (før Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,222	0,234	0,235
75% rabat på lagertariffen	CWD	0,080	0,083	0,086
50% rabat på lagertariffen	CWD	0,037	0,041	0,037
Oprindelig værdi	Uniform	0,117	0,086	0,105
75% rabat på lagertariffen	Uniform	0,292	0,278	0,295
50% rabat på lagertariffen	Uniform	0,416	0,411	0,426

Sensitivitetsanalyse af CAA ved lagerændringer 2022-2025 (med Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,030	0,021	0,023
75% rabat på lagertariffen	CWD	0,041	0,051	0,050
50% rabat på lagertariffen	CWD	0,106	0,116	0,117
Oprindelig værdi	Uniform	0,069	0,058	0,046
75% rabat på lagertariffen	Uniform	0,100	0,174	0,167
50% rabat på lagertariffen	Uniform	0,127	0,269	0,265

I ovenstående tabel er analysen af en lagerkapacitetsrabat på hhv. 75% og 50% præsenteret. Ved en rabat på 75% består CWD metoden CAA testen i alle år, mens den uniforme tarifmetode kun består CAA testen i år 2019/2020. Nedjusteres lagerrabatten til 50%, består CWD metoden ikke CAA testen i årene hvor Baltic Pipe er i drift, mens den uniforme tarifmetode slet ikke består CAA testen.

I CWD scenariet med 50% lagerrabat er det intra-users, der dækker relativt mange omkostninger ift. deres cost-drivers. Ved den uniforme tarifmetode forårsager en lagerrabat at intra-users dækker relativt mange omkostninger ift. deres cost-drivers.

### 3.6 Betydning hvis væsentlig ændring i mængder/flow

Der er foretaget en analyse af CAA testens følsomhed over for ændringer i kapaciteter. Testen er foretaget ved at justere følgende mængder op og ned med 20%: referencescenarie mængderne (alle mængder på nær Baltic Pipe), Baltic Pipe mængderne, og (iii) alle mængderne samlet. Med referencescenariet menes de nuværende brugere af systemet, altså danske, tyske og svenske brugere.

Tabel 9 Sensitivitetsanalyse for CAA ved kapacitetsændringer

Sensitivitetsanalyse for CAA ved kapacitetsændringer 2019-2022 (inden Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Oprindelig værdi	CWD	0,222	0,234	0,235
20% reduktion, referencescenariet	CWD	0,321	0,339	0,338
20% stigning, referencescenariet	CWD	0,152	0,161	0,162
20% reduktion, Baltic Pipe	CWD	0,222	0,234	0,235
20% stigning, Baltic Pipe	CWD	0,222	0,234	0,235
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	CWD	0,321	0,339	0,338
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	CWD	0,152	0,161	0,162
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,117	0,086	0,105
20% reduktion, referencescenariet	Uniform tarif	0,038	0,000	0,021
20% stigning, referencescenariet	Uniform tarif	0,169	0,144	0,162
20% reduktion, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,117	0,086	0,105
20% stigning, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,117	0,086	0,105
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	Uniform tarif	0,038	0,000	0,021
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	Uniform tarif	0,169	0,144	0,162

Sensitivitetsanalyse for CAA ved kapacitetsændringer 2022-2025 (efter Baltic Pipe)				
	Tarifmetode	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Oprindelig værdi	CWD	0,030	0,021	0,023
20% reduktion, referencescenariet	CWD	0,046	0,039	0,041
20% stigning, referencescenariet	CWD	0,018	0,007	0,009
20% reduktion, Baltic Pipe	CWD	0,053	0,040	0,041
20% stigning, Baltic Pipe	CWD	0,012	0,006	0,009
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	CWD	0,074	0,063	0,064
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	CWD	0,002	0,005	0,003
Oprindelig værdi	Uniform tarif	0,069	0,058	0,046
20% reduktion, referencescenariet	Uniform tarif	0,046	0,035	0,023
20% stigning, referencescenariet	Uniform tarif	0,088	0,077	0,065
20% reduktion, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,058	0,047	0,034
20% stigning, Baltic Pipe	Uniform tarif	0,079	0,068	0,057
20% reduktion, Baltic Pipe + ref. scenarie	Uniform tarif	0,029	0,018	0,005
20% stigning, Baltic Pipe + ref. Scenarie	Uniform tarif	0,095	0,084	0,073

Uanset hvilket scenarie der analyseres, består CWD-metoden ikke CAA testen i perioden inden Baltic Pipe. CWD-metoden består dog alle år med Baltic Pipe. Generelt påvirker reduktioner i kapacitetsbestillinger CWD-metoden negativt (CAA resultatet stiger), mens stigninger i kapacitetsbestillingerne forbedrer CWD-metoden (CAA resultatet falder). I alle år hvor CWD-metoden ikke består CAA testen, er det cross-users der dækker relativt mange omkostninger ift. deres cost-drivers.

Ved en 20% reduktion i referencescenarie kapacitetsbestillingerne, påvirkes CAA resultatet for den uniforme tarifmetode positivt og ligger under CAA grænsen på 0,1 i alle år. Ved en 20% stigning i referencescenariets kapacitetsbestillinger, forværres den uniforme tarifmetodes CAA og ligger over CAA grænsen på 0,1 i perioden inden Baltic Pipe. Justeres Baltic Pipe kapaciteten gælder samme dynamik og disse justeringer forårsager ikke, at den uniforme tarifmetodes CAA

ligger over grænsen på 0,1. Dog svinger CAA resultatet mere ved justeringer i Baltic Pipe kapacitetsbestillingerne, da disse er væsentlig større end referencescenariet.

Den uniforme tarifmetodes CAA påvirkes generelt positivt ved en reduktion i kapacitetsbestillingerne, mens øgede kapacitetsbestillinger påvirker CAA resultatet negativt.

I de år hvor CAA testen ikke bestås, er det intra-users der dækker relativt mange omkostninger i forhold til deres cost-drivers.

### 3.7 Indførelse af 0,9 multiplier på lange kontrakter over 10 år: de facto kun BP mængder gavn af dette. Hvordan ser CAA ud med dette. Herunder en beregning af betydningen af 0,9 multiplier ved et split på 80 pct. kapacitetstarif og 20 pct. volumen.

I nedenstående tabeller præsenteres resultaterne af en analyse, hvor der implementeres en 0,9 multiplikator på lange kontrakter (over 10 år). Da det er kun er OS17-kontrakter der på nuværende tidspunkt løber længere end 10 år, tilfalder rabatten udelukkende transportkunder med denne langsigtede kapacitetsreservation. Analysen er foretaget for begge tarifmetoder i året 2024/2025 hvor Baltic Pipe forventes at være fuldt implementeret. Analysen er foretaget i to step: (i) en 0,9 multiplikator implementeres på lange kontrakter, (ii) der indføres et 80/20-split af de totale omkostninger mellem kapacitets- og volumentariffer og en 0,9 multiplikator implementeres på lange kontrakter. I udgangspunktet er der et 63/37-split af de totale omkostninger mellem kapacitet- og volumentariffer.

Tabel 10 0,9 multiplikator på lange kontrakter (over 10 år)

Uniform tarifmetode - År 2024/2025				
	Oprindelig værdi	Multiplikator på lange kontrakter	Oprindelig værdi - 80/20-split	Multiplikator på lange kontrakter og 80/20-split
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit BP2	17,76	17,18	22,54	21,80
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit Zone	17,76	18,96	22,54	24,05
CAA	0,05	0,07	0,05	0,07

CWD - År 2024/2025				
	Oprindelig værdi	Multiplikator på lange kontrakter	Oprindelig værdi - 80/20-split	Multiplikator på lange kontrakter og 80/20-split
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit BP2	18,43	17,83	23,38	22,62
Kapacitetstarif (kr. kWh/h/år) – Exit Zone	14,65	15,75	18,60	19,99
CAA	0,02	0,00	0,02	0,00

Tabel 10 præsenterer to typer resultater ved ovenstående analyse: (i) tarifeffekten for henholdsvis transportkunder med lange kontrakter og intra-users (mod den danske exit Zone), (ii) ændringen i CAA-resultatet for de to tarifmetoder. Analysen viser, at ved implementering af multiplikatoren, falder transportkunder med lange kontraktens tarif, mens tariffen for de øvrige brugere stiger. Ændringen i tarifferne bliver dog mindre end 10%, da transportkunderne med lange kontrakter står for omkring 75% af de samlede kapacitetsbestillinger og derfor selv er med til at betale størstedelen af rabatten.

Implementering af multiplikatoren ændrer ikke CAA-resultaterne signifikant for nogle af tarifmetoderne. Som vist i tidligere analyser (afsnit 3.3), påvirker en højere kapacitetstarif ikke CAA-resultaterne. Til gengæld bliver kapacitetstarifferne højere, både for transportkunder lange kontrakter og de øvrige brugere af systemet.

Ved indførelse af 10% rabat på lange kapacitetskontrakter, skal brugere der ikke får rabat dække flere omkostninger. Rabatten forårsager en meromkostning for intra-users, der i 2025 skal betale 6,8 og 7,0 mio. DKK mere i udgangspunktet for henholdsvis CWD og den uniforme tarifmetode. Hvis der indføres et 80/20 split, vil det koste de øvrige brugere 8,6 og 8,9 mio. DKK mere ved henholdsvis CWD og den uniforme tarifmetode. Rabatten på lange kapacitetskontrakter er således dyrere for de øvrige brugere af systemet, når en større andel af omkostningsbasen skal dækkes af kapacitetstariffer. Det er i beregningerne antaget, at alle mængder til Exit zonen i CWD beregningerne skal betale entry tarif i Nybro. Entry punktet betyder noget for beregningen i CWD tilgangen, da der er forskellige tariffer i de enkelte entry/exit punkter. Derudover er entry kapaciteten for intra-users sat lig med DK exit kapaciteten.

### 3.8 Analyse af hvor mange indtægter der skal flyttes mellem cross og intra use, for at den uniforme tarif er under 0,1 grænsen i alle år.

I udgangspunktet består den uniforme tarifmetode ikke CAA testen i år 2019/2020 og 2021/2022, da CAA-scoren er henholdsvis 0,117 og 0,105. For at komme under CAA grænsen på 0,1, skal der ske en transferering af omkostninger fra intra- til cross-users. Flyttes 0,64 mio. DKK fra intra- til cross-users i år 2019/2020, og 0,22 mio. DKK fra intra- til cross-users i år 2021/2022, opnås et CAA resultat på 0,0999. Det er derved forholdsvis små transfereringer der skal til, for at den uniforme tarifmetode består CAA testen i samtlige år i modellen.

## 4. Volumenrisiko (punkt 41-43)

*Energinet bedes redegøre for (gerne suppleret af beregning, hvis muligt), hvordan DK systembrugere beskyttes mod volumenrisiko (ved valg af uniform metode): (Nonetheless, the Agency recommends that the NRA assess, in its final decision, if final customers in Denmark would need to be protected from any volume risk on the Baltic Pipe.)*

TAR NC Art. 7(d) stiller krav om at referenceprismetoden skal sikre, at betydelig volumen-risiko, navnlig i forbindelse med transmission på tværs af et entry- og exitsystem, ikke pålægges slutkunderne i det pågældende entry- og exitsystem.

Volumen-risikoen er beskrevet og behandlet i flere stadier af processen mod en investeringsbeslutning, bl.a. i projektets business case og under den økonomiske test foretaget af Forsyningstilsynet. Der henvises til dette materiale for en grundigere gennemgang, mens det også bemærkes, at dele af de analyser er fortrolige i forhold til en bredere offentliggørelse.

Volumen-risikoen er en relevant problemstilling i vurderingen af tarifmodellen for Baltic Pipe projektet, som primært søger at etablere transittkapacitet, der betales gennem en kollektiv uniform tarifmodel. Volumen-risikoen består her i en situation, hvor transitaktiverne ikke anvendes i samme omfang som antaget, hvilket alt andet lige vil øge tarifferne for øvrige brugere af systemet.

Beskrivelsen af omkostningsfordelingen i det følgende underafsnit er baseret på Tariffremskrivningsmodellen, som på nogle punkter er opdateret og simplificeret ift. Baltic Pipes økonomiske model. Omkostningsfordelingen er desuden baseret på at antagelser om levetider, afskrivningsprofiler mv. realiseres. Såfremt der er materielle ændringer til flow-antagelser, så

kan ændringer til både levetid og afskrivningsprofiler yderligere risikoafdække de øvrige brugere såvel som Energinet.

De 15-årige kapacitetskontrakter indgået under Open Season 2017 sikrer under den foreslåede RPM (uniforme tariffer), at deltagerne i Open Season vil dække en proportional andel af systemets samlede CAPEX inkl. Baltic Pipe aktiverne, uanset om de anvender ruten eller ej. Transitkunderne i Open Season 2017 forventes i fremskrivninger at have kapacitetsrettigheder svarende til omkring 70% af de samlede CAPEX, mens BP-aktiverne marginalt alene udgør omkring 60%. Volumenrisikoen i perioden indtil år 2038 vedrører derfor primært drifts- og vedligeholdelseskostninger, hvoraf omkring 30% kan relateres til Baltic Pipe. De øvrige drifts- og vedligeholdelseskostninger er indeholdt i referencescenariet, dvs. de anslåede omkostninger, hvis Baltic Pipe ikke etableres. En andel af Baltic Pipes marginale driftsomkostninger er direkte variable – se afsnit 5.1 – og er derfor afhængige af at transitinfrastrukturen faktisk anvendes.

Ovenstående forhold reducerer volumenrisikoen for indenlandske brugere til de 'faste drifts- og vedligeholdelseskostninger' relateret til transitinfrastrukturen under Baltic Pipe projektet. Det er vurderet at udgøre omkring 10% af den samlede omkostningsbasen, hvilket skal sammenholdes med Baltic Pipe projektets fordele i form af lavere tariffer m.v. såfremt projektets antagelser om høje udnyttelsesgrader materialiseres.

#### Konklusion:

Det er på den baggrund, at Energinet vurderer, at indenlandske brugere er beskyttet i kapacitetsaftaler mod en betydelig del af volumenrisikoen (CAPEX). Ift. til OPEX udgør volumenrisikoen en risiko, der står mål med projektets forventede fordele i form af lavere tariffer. Derudover henviser Energinet til, at Forsyningstilsynet både har redskaber i form af forrentningsrammen til at sikre indenlandske forbrugere mod volumenrisikoen, ligesom Tilsynet afgrænser risikoen indbygget i den uniforme tarifmetode vil at betinge sig en godkendelse såfremt omkostninger relateret til transitinfrastrukturen pålægges indenlandske brugere.

Samlet er det derfor Energinets vurdering, at den anmeldte metode indeholder i høj grad af afdækning overfor volumenrisikoen, der står i rimeligt forhold til projektets almene forventede fordele.

Yderligere bemærker Energinet at volumenrisikoen er relateret til kapacitet-volumenforholdet. Såfremt Forsyningstilsynet på et senere tidspunkt vil vurdere, at kapacitetsandelen skal øges fra den foreslåede cap på mindst 40%, så vil det automatisk reducere volumenrisikoen indeholdt i de 15-årige kapacitetskontrakter.

## 5. Volumentarif (48-52)

5.1 Energinet skal redegøre/dokumentere ca. andel af reel gasstrømsbaserede omkostninger. 20 pct.? 15 pct.? 10 pct.? (baseret på forskellige mængdeantagelser og scenarier i en række år frem inkl. BP).

Dialogen med ACER indeholder en mere detaljeret diskussion af i hvilken grad driftsomkostninger er fuldt, delvist eller i begrænset grad variable. Mens Energinet anerkender at nogle driftsomkostninger i en snæver fortolkning er direkte påvirkelige af gasflows, så er det stadig vores

vurdering, at kapitalomkostninger (eller i det mindste anlægsomkostninger) er sunk fra det øjeblik investeringen foretages, så er driftsomkostninger i langt højere grad og indenfor en kortere periode grundlæggende variable. Det er langsigtede hensyn til at vedligeholde og bevare anlægsværdien og understøtte markedsfunktionen, at hovedparten af drifts- og vedligeholdsomkostninger opfattes som uafhængige af gasstrømme.

I den følgende supplerende analyse, har Energinet søgt at klassificere drifts- og vedligeholdsomkostninger i forhold til, hvad der er direkte afhængige af mængdetransporten indenfor et enkelt år i den analyserede periode.

Figuren nedenfor viser CAPEX (kapitalomkostninger: refinansiering, renter, afskrivninger), ikke-variable (fixed) OPEX og variable OPEX (OPEX er drifts- og vedligeholdsomkostninger) for den eksisterende aktivbase (0-referencen) og for aktiver planlagt som en del af Baltic Pipe projektet. Variabel OPEX er defineret som:

- El, gas og andet brændsel på NO tie-in
- "Energiomkostninger" fra 0-reference omkostningsmodellen

Fixed OPEX indeholder alle øvrige driftsomkostninger, inkl. proces energi, markedsgebyr og myndighedsbetalinger. Det er Energinets opfattelse at den andel der går til proces energi også bør klassificeres som Variabel OPEX, hvilket naturligvis vil øge andelen af samlede OPEX, men den opdeling er endnu ikke specificeret i datagrundlaget for den økonomiske modellering.

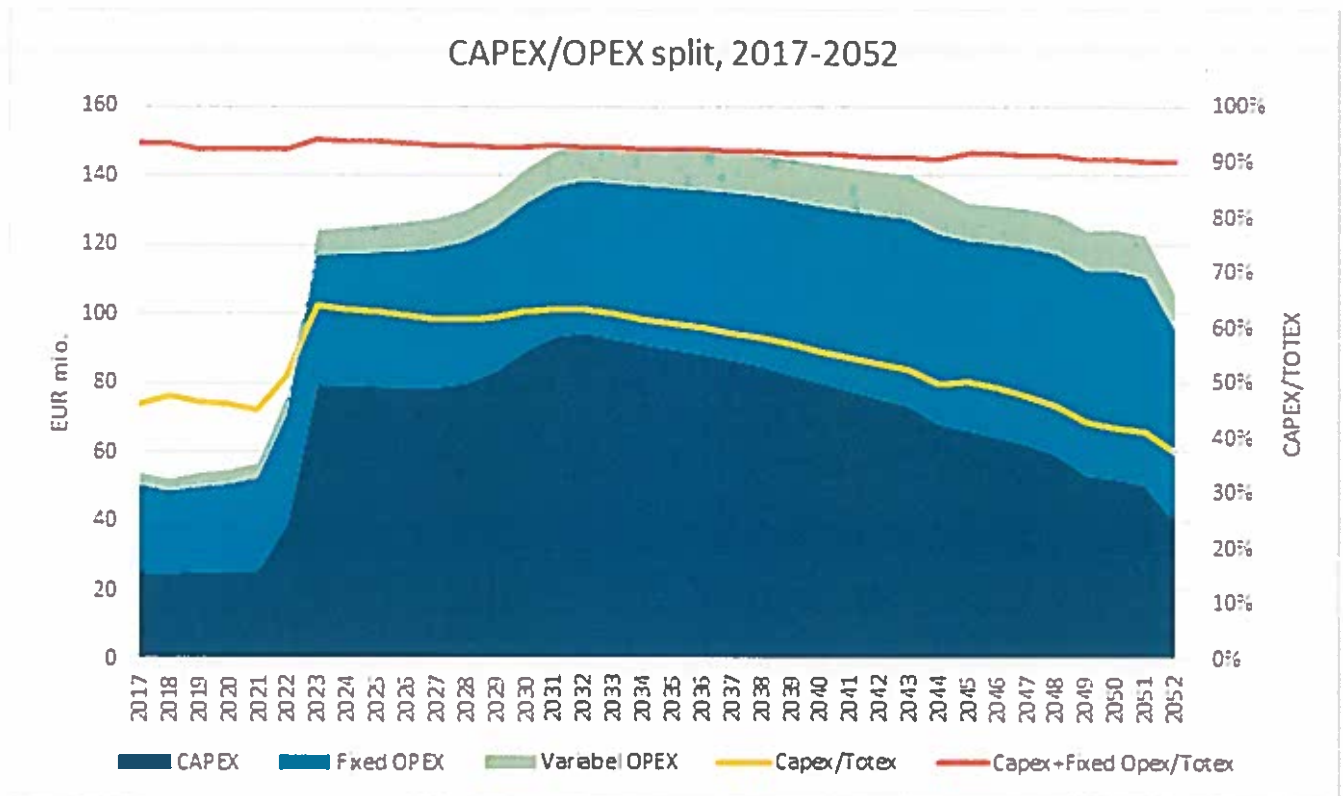
Det bør også bemærkes også, at Energinet i de viste fremskrivning ikke betaler nogle af de variable OPEX på kompressorstation Sjælland pga. antagelser om en omkostningsfordeling mellem Energinet og Gaz-System. Alle Energinets opex til kompressorstationen Sjælland i figuren er således fixed OPEX i base case.

Der er en aftale om omkostningsfordelingen for kompressorstationen, som medfører, at Energinet først betaler brændselsomkostninger til kompressorerne, når de overstiger et givent beløb. Det vil være tilfældet, hvis transitmængderne overstiger, hvad der er muligt i den faste 15-årige kapacitetsaftale (dvs. et mersalg af kapacitet), i år med ekstreme temperaturer eller ved endog meget høje udnyttelsesgrader af den reservede kapacitet.

Aftalen med Gaz-System løber til og med år 2037, hvorefter den skal genforhandles. Det betyder, at fordelingen i figuren fra år 2038 er baseret på en antagelse om at aftalen forlænges med uændrede vilkår.

På figuren er den gennemsnitlige CAPEX/TOTEX andel på 56% i perioden 2023-2052. CAPEX og Fixed OPEX udgør gennemsnitligt 92% i perioden 2023-2052. De fuldt variable OPEX er derfor omkring 8%, men bør efter Energinets vurdering efterprøves, inden oktober 2022, når der foreligger mere sikre fremskrivninger af omkostningsbasen.

Figur 7 CAPEX/OPEX fordeling, 2017-2052, MEUR



Det er derfor Energinets vurdering, at opgørelsen af direkte variable OPEX ikke er et fast tal, og at det viste datagrundlag udgør et usikkert grundlag for en præcis fastsættelse af de variable omkostninger. Energinet foreslår derfor, at kapacitet-volumen splittet genberegnes og indgår i den næste periodiske anmeldelse af tarifmetoden på det tidspunkt, som Forsyningstilsynet fastlægger.

### 5.2 Energinet bedes redegøre (yderligere) for, hvorfor volumentariffen kun sættes på exit-punkter (punkt 52)

Volumentariffen sættes på exit-punkter fordi gas flowet gennem exit-punkterne svarer til det faktiske forbrug af gas i det danske gassystem. Normalt er de gasmængder, der strømmer gennem entry-punkterne højere end det faktiske gasforbrug. Det vil derfor ikke være retvisende at sætte volumentariffer på dette punkt.

Yderligere er det en fast praksis i den danske tarifmetode og markedsmodel, som er båret med over fra tidligere metoder. Vi henviser i den forbindelse også til de skriftlige svar til Kirsten/ACER.

### 5.3 Energinet bedes redegøre for hvordan flow-prognoser er beregnet/fastsat (punkt 52)

Ved tarifberegninger tages der udgangspunkt i "Analyseforudsætningerne", som er blevet udarbejdet hvert år af Energinet. Den seneste analyse i 2017 fremgår af Energinets hjemmeside:

<https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2017>

I 2018 er analyseforudsætningerne udarbejdet af Energistyrelsen, og disse vil også blive revideret årligt. Energinet skal anvende disse som grundlag for analyser:

<https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2018>

Ser man på analyseforudsætninger 2017, er der angivet de forventede årlige kommercielle mængder i det danske transmissionssystem, dvs. både Entry og Exit mængder. Der er her foretaget en vurdering af, hvor stor en del af gasproduktionen i Nordsøen, der leveres til henholdsvis Holland direkte via offshore systemet og til det danske transmissionssystem i Nybro. Til tariffberegninger anvendes de angivne volumenmængder i Exit punkter (Exit Zone samt transit Ellund og Dragør) til beregning af volumentariffen.

Af analyseforudsætningerne fremgår også firm kapaciteter i de enkelte punkter i transmissionssystemet, men disse kan dog ikke anvendes direkte til kapacitetsvurderinger i relation til tariffberegninger. Med udgangspunkt i de årlige mængder vurderes årsprofiler månedsopdelt i de enkelte Entry og Exit punkter, og omfanget af de forventede kapacitetsprodukter vurderes (års-, kvartals- og månedsprodukter) i alle relevante Entry og Exit punkter (Exit Zonen, Exit Dragør, Exit Ellund, Entry Ellund, Entry Nybro og Entry BNG).

Det skal anføres, at Baltic Pipe endnu ikke indgår i Analyseforudsætningerne, men dette forventes at ske i 2019.

## 6. Ingen tariffer til lager

*Energinet bedes redegøre mere uddybende for, hvorfor der ikke er fastsat tarif til lager. Herunder redegøre for systemets anlæggelse, sammensætning samt gavn for markedet etc. Inkl. også specifikt om Tyra-nedlukningen (men ikke kun).*

Energinet henviser til skriftlige svar givet til ACER. Derudover har vi følgende supplerende bemærkninger:

I efterdønningerne af oliekriserne i 1970'erne blev det besluttet, at Danmark i højere grad skulle være energimæssigt selvforsynende. Det danske gassystem er derfor anlagt og udbygget i løbet af 1980'erne. Gassystemet blev anlagt med kapacitet, så der var plads til et voksende gasforbrug i Danmark. Gasforbruget i Danmark toppede i starten af 2000'erne og er derefter faldet, blandt andet på grund af den grønne omstilling til mere bæredygtige brændsler.

Da det danske gassystemet blev udviklet, var det mest optimale og omkostningseffektive design, at anlægge 2 gaslagre i hhv. Lille Torup og Stenlille. Det gav samlet set et gassystem, som kunne levere de ønskede gasmængder om vinteren, til de lavest mulige omkostninger.

Gasforbruget i Danmark har været faldende siden starten af 2000'erne, hvorfor der teknisk set har været mindre brug for gaslagerne. På trods af dette har gaslagerne i høj grad været anvendt af markedet – specielt i forhold til at sikre forsynings sikkerheden. I tilfælde af nedbrud på en kritisk forsyningsledning, har lagerne fungeret som gasreserve.

I september 2019 og frem til 2022 skal Tyra platformen genopbygges, hvilket betyder, at den største forsyningskilde til gasmarkedet bliver afbrudt. I denne periode er det danske gasmarked afhængig af gasforbindelsen til Tyskland ved Ellund. Ellund forbindelsen har dog ikke kapacitet nok til at sikre gasforsyning nok til det danske marked om vinteren. Se illustrationen nedenfor:



Som det ses af illustrationen er det gennemsnitlige gasforbrug i 2021 højere end den samlede entry kapacitet til det danske marked.

I perioden hvor Tyra platformen genopbygges er anvendelsen af gaslagerne derfor central for forsyningsikkerheden.

Under Tyra genopbygningsperioden er det vigtigt at give markedet incitament til at anvende gaslagerne mest muligt, for at sikre forsyningsikkerheden. En tarif på lagerpunkter vil give den modsatte effekt, og modvirke incitamentet til at anvende lagerne, hvilket som konsekvens vil skade forsyningsikkerheden.

I dag sættes volumentariffen på exit-punkter, således at volumentariffen fastsættes i forhold til det faktiske forbrug i gassystemet. Hvis der sættes volumentariffer på anvendelse af lagerne, vil det ikke længere være tilfældet, at volumentariffen kun fastsættes til det faktiske gasforbrug.

Hvis der sættes tariffer på lager, vil det medføre tilfælde, hvor der opkræves tariffer flere gange for den samme gas. Transportkunder som anvender lageret vil derfor betale tariffer for gassen flere gange samtidig med, at de betaler for lagerydelsen. Der vil således opstå en form for dobbeltbetaling af gassen, for en aktivitet (lagring af gas) som er til gavn for forsyningsikkerheden. Det er Energinet Gas TSO' holdning, at dette vil være u hensigtsmæssigt.

## 7. Øvrige tariffer/fee (punkt 53-58)

- 7.1 Energinet bedes give et overblik over alle øvrige tariffer og fee.
- 7.2 Energinet bedes begrunde, hvorfor (enkelte gebyrer/tariffer) ikke vurderes at være omfattet af NC TAR (dvs. balancegebyr).
- 7.3 For alle øvrige tariffer/gebyrer: begrunde (foretage en vurdering af), hvorvidt de er i overensstemmelse med artikel 4,4.

*Umiddelbart er der 3 slags af disse øvrige tariffer/gebyrer: (Gebyrer relateret til balancering hører ikke under NC TAR).*

*De 3 øvrige typer af tariffer/gebyrer vurderes umiddelbart at være omfattet af NC TAR:*

- Nødforsynings tariffen
- Gratis fee's: (GTF, CTF, ETF).
- Incitamentsgebyrer: nominering, overleverance, overrun/underrun, off spec ....

Herunder gives overblik over tariffer og fees, hvor der er svaret på ovenstående 3 spørgsmål:

Gastransmissions tarifblad med alle tariffer og betalinger gældende fra oktober 2018 kan findes her: <https://energinet.dk/Gas/Tariffer-for-gastransport>

Der er følgende kategorier i tarifbladet:

- Firm capacity charge / reservation prices (annual):  
Kapacitetstariffer (årsprodukt) der sættes på entry- og exit punkter.  
(Omfattet af TAR NC artikel 4)
- Firm capacity charge / reservation prices (short term):  
Kapacitetstariffer (korte produkter – kvartal, måned og dag) der sættes på entry- og exit punkter.  
(Er i overensstemmelse med TAR NC artikel 4 og 13)
- Interruptible capacity:  
Afbrydeligt kapacitetsprodukt  
(Er i overensstemmelse med TAR NC artikel 4)
- Commodity charge:  
Volumentarif der opkræves i exit punkter.  
(Er i overensstemmelse med TAR NC artikel 4)
- Emergency commodity charge:  
Nødtariffen er en såkaldt ikke-transmissionstarif, der fastsættes i overensstemmelse med TAR NC 4.4 og opkræves direkte af indenlandske slbrugere. Ikke-beskyttede kunder betaler mindre end beskyttede kunder, da de i tilfælde af en nødsituation kan afbrydes. Der er derfor to nødtariffer. Opkrævningen for nødforsyning sker via distributionsselskaberne.

De største forbrugssteder har mulighed for at fravælge beskyttelsen imod nødforsyningssituationer. Energinet gennemfører et udbud af afbrydelig nødforsyning. De forbrugssteder, kan indgå aftale om afbrydelig nødforsyning direkte med Energinet.

Energistyrelsen er den kompetente myndighed jf. den europæiske nødforsyningsforordning og fastsætter derfor typer og andele af beskyttede og ikke-beskyttede forbrugere.

Nødtariffen udgør et selvstændigt regnskabssegment, der er adskilt fra transporttariffernes regnskaber. Tariffen beregnes til at dække omkostningerne til indkøbet af nødforsyningsredskaber undtaget kommerciel afbrydelighed. Det er alle til markedsfastsatte priser og provenuneutralt for Energinet. Fastsættelsen af nødtariffer foretages ud fra at understøtte principperne i TAR NC artikel 4(a) om afspejling af omkostninger, ikke-diskriminering, objektivitet og transparens. Omkostningsallokeringen til alene indenlandske forbrugere og fordelingen på beskyttede/ikke-beskyttede forbrugere skal understøtte bestemmelserne i artikel 4(b).

Danske forbrugere er sikret forsyningssikkerhed via Energinets forpligtelse til at gøre brug af en række nødforsyningsredskaber. Redskaberne er i indeværende periode

nødlager, fyldningskrav og kommerciel afbrydelighed. Nødlager (dvs. reservationer i de to indenlandske undergrundslagre i Stenlille og Lille Torup) er det primære redskab. På den måde er alle forbrugere i Danmark som udgangspunkt lovpligtigt "forsikrede" imod nødforsyningsituationer. Alle forbrugere er derfor med til at betale for nødforsyningsberedskabet.

For vinteren 2018/19 har de samlede omkostninger til nødlagerydelser (nødlager, understøttende volumen, nødudtræk og fyldningskrav) været 52,3 MDKK mod 33,2 MDKK for 2017/18.

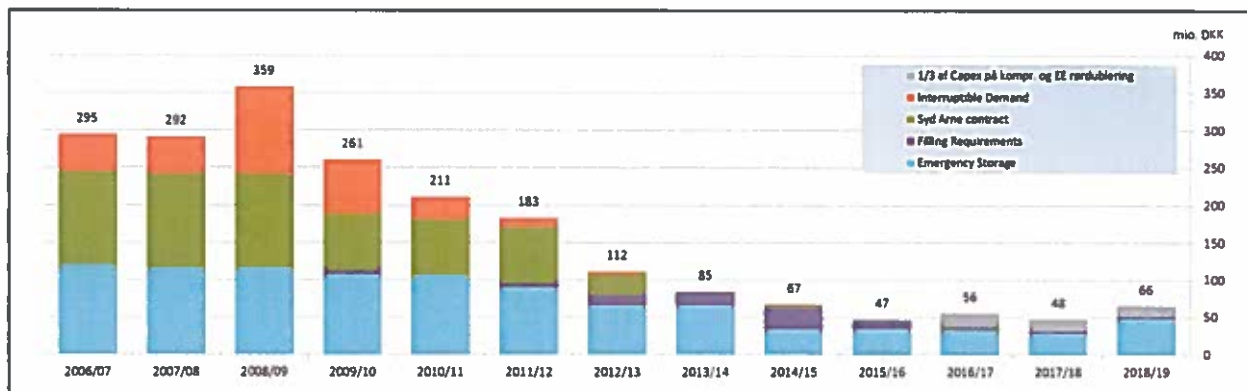
Tabel 11 Samlet opgørelse over omkostninger til nødforsyningsværktøjer. Omkostninger til kommerciel afbrydelighed opkræves ikke i nødtariffen, men indgår i transporttariffen.

Nødforsyningsværktøj	Nødtarif [MDKK]	Transporttarif [MDKK]
Nødlager	22,9	
Understøttende volumen	8,8	
Nødudtræk	17,5	
Fyldningskrav	3,1	
Kommerciel afbrydelighed		4,3
<b>I alt</b>	<b>52,3</b>	<b>4,3</b>

Energinet administrerer en 'understøttende volumen' af gas i lagrene, der fastsættes ud fra det vurderede behov i en nødhændelse. Både køb og salg af nødgas foretages på gask markedet ved auktioner, og der aflægges separat regnskab herfor. Tilsvarende justeres for ændringer af værdien af nødgassen mellem regnskabsperioder.

Nødforsyningsomkostningerne har været faldende siden 2008/2009 og nåede med 47 MDKK det laveste niveau i 2015/16 hvorefter de har ligget på et stabilt niveau. Renoveringen af Tyrafeltet vil medføre øgede nødforsyningsomkostninger fra perioden 2019/20 og frem til perioden 2021/22. Tyrproduktionen ventes genoptaget sommeren 2022.

Tabel 12 Historiske nødforsyningsomkostninger. Heri indgår omkostninger til finansieringen af Egtved kompressoren og Ellund-Egtved udbygningen; som 2018/19 udgør 14 MDKK (2017/18 =16 MDKK).



- Purchase and sale of balancing gas:

Køb og salg af gas til balancering af gassystemet

(Er i overensstemmelse med BAL NC (netregler for balancering af gastransmissionsnettet))<sup>1</sup>

- GTF, CTF og ETF:  
 Handler på gasbørser. Denne linje på prisbladet fjernes, da det ikke længere er relevante omkostninger.  
 (For så vidt hverken i overensstemmelse eller uoverensstemmelse med TAR NC, da prisen er 0,00 kr./handel. Oplysning fremgår af tarifbladet som en service til markedet)
- Nomination fee for exit-zone and BNG entry:  
 Gebyr hvis transportkunderne nominerer forkert i forhold til allokeringen. Gebyret fastsættes kun hvis nomineringen er minimum 20 pct. forkert.  
 Transportkunder skal løbende nominere den forventede mængde gas til henholdsvis exit-zonen og BNG entry. Hvis nomineringen er mere end 20 pct. forkert i forhold til den faktiske allokering, opkræves der et gebyr herfor.  
 (Ikke i overensstemmelse med NC TAR. Gebyret er et incitamentsgebyr for at sikre den bedst mulige nominering af gasmængderne på dagen).

Gebyret fjernes. Om fjernelse af nomineringsgebyret (fra og med den 1. oktober 2019) forklarer Energinet, at gebyret er historisk betinget og ikke har nogen funktion længere, da Energinets ikke bruger nomineringerne fra transportkunderne, men selv foretager analyse og vurdering af forventet flow. Det anvendes heller ikke til kommerciel allokering.

- Overdelivery charge (BNG entry):  
 Et kapacitetsprodukt som automatisk opkræves, hvis der ved BNG entry leveres mere kapacitet, end der er bestilt. Prisen på kapacitetsproduktet svarer til et dagsprodukt. Prisen udregnes som forskellen mellem den højeste kapacitet der er anvendt på dagen i forhold til den bestilte kapacitet. I praksis betyder det, at en biogasproducent ikke behøver at bestille en præcise dagskapacitet hver eneste dag i forhold til forventet biogasproduktion. Hvis biogasproduktionen overstiger kapacitetsbookingen, bliver den difference automatisk opkrævet som et dagsprodukt.  
 (Er i overensstemmelse med NC TAR artikel 1 -3 da det er et kapacitetsprodukt)
- Overrun charge (Exit zone):  
 Et kapacitetsprodukt som automatisk opkræves, hvis der leveres mere kapacitet til exit zonen, end der er bestilt. Prisen på kapacitetsproduktet svarer til et dagsprodukt. Prisen udregnes som forskellen mellem den højeste kapacitet der er anvendt på dagen i forhold til den bestilte kapacitet. I praksis betyder det, at en transportkunde ikke behøver at bestille en præcise dagskapacitet hver eneste dag i forhold til forventet aftag i exit zonen. Hvis aftaget fra exit zonen overstiger kapacitetsbookingen, bliver den difference automatisk opkrævet som et dagsprodukt.  
 (Er i overensstemmelse med NC TAR artikel 1 -3 da det er et kapacitetsprodukt)
- Underrun charge (Exit zone):  
 Gebyret fjernes fra tarifbladet. Underleverancegebyret er historisk betinget og har ikke nogen funktion længere.

<sup>1</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0312&from=EN>

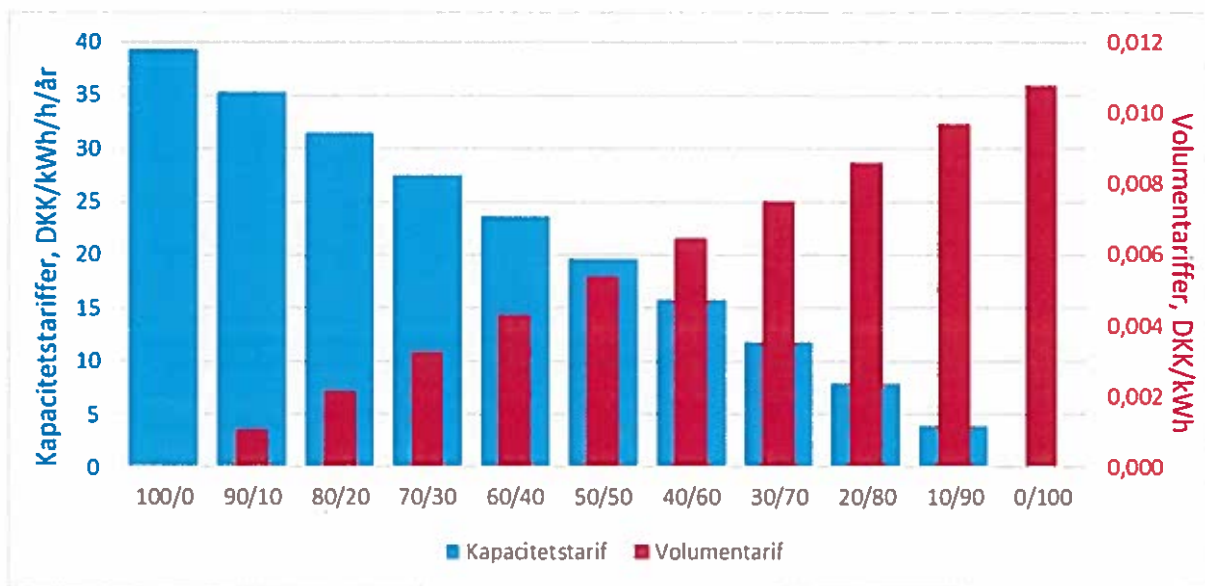
- Payments covering deliveries in force majeure situations (including emergency):  
Balanceydelse, hvor markedet i tilfælde af en nødsituation kan købe gas af Energinet Gas TSO til den neutrale gas pris og/eller til faktisk dokumenterede omkostninger.  
(Er i overensstemmelse med BAL NC)
- Off-spec:  
Omfordelingsgebyr, som ikke giver indtægter til Energinet Gas TSO. I tilfælde af at den leverede gas ikke lever op til de fastsatte kvalitetskrav, opkræves et off-spec gebyr af gasleverandøren og omfordeler det til gaskøberen. Således er der incitament til at levere gas af den forventede kvalitet. Gebyret er prissat ud fra en skønsmæssig vurdering af, hvad der er nødvendigt for at give det rette incitament.  
(Ikke reguleret i en netværkskode, men da det ikke giver Gas TSO en indtægt, vurderes det ikke at være i uoverensstemmelse med TAR NC)  
Det er besluttet at fastholde off-spec gebyret. Før idriftsættelse af Baltic Pipe og før Tyra går i produktion igen, vil det være en god ide, at analysere om gebyret skal fjernes.

Yderligere forklare og gerne dokumentere/sandsynliggøre, hvorfor en højere andel af volumentariffer:

- o Giver mere fleksibel adgang til systemet
- o Fremmer VE indpasning
- o Mindsker adgangsbarrierer
- o Øger forsyningssikkerheden

Volumentariffer giver en mere fleksibel adgang til systemet ved at kompensere for lavere kapacitetstariffer. Der er et trade-off mellem de to typer tariffer. Figuren nedenfor viser de resulterende tariffer ved forskelligt kapacitet-volumen split.

Figur 1 Transporttariffer afledt kapacitet-volumen split, gasåret 2019/2020



Note: Kapacitet-volumen splittet er vist, så fx 100/0 udtrykker 100% af indtægterne fra kapacitetstariffer (årsprodukter) og 0% fra volumen.

Kapacitetstariffen er en betaling for en kapacitetsrettighed (reservation) til transmissionssystemet, som opkræves uafhængigt af den faktiske anvendelse. Brugere med en fast og høj udnyttelse af sin kapacitetsreservation har en lavere transportomkostning ved et givent kapacitet-volumen split og derfor giver entry-exit modellen tilskyndelse til en effektiv kapacitetsudnyttelse.

Omvendt har en række brugere en mere ustabil og uforudsigelig brug af systemet. For den type af brugere udgør kapacitetsreservationen en adgangsbarriere til fleksibelt at bruge gassystemet, idet betalingen ikke er afhængig af den faktiske anvendelse og fordi afregningen opkræves forud for brugen af systemet.

Det kan være ejere af et power-to-gas anlæg, der periodisk og afhængigt af prissignaler kan have behov for en relativt høj kapacitet i gasnettet. Det kan også være industrielle forbrugere, der ønsker at skifte brændsel afhængigt af priser på forskellige brændsler. Det er Energinets erfaring af nabosystemer med en meget høj kapacitetsandel kompensere for barrieren ved at yde rabatter til VE-producenter. Det er fx tilfældet i den tyske tarifmodel.

Så længe den type brugere udnytter overskudskapaciteten i det eksisterende net, er der lave marginale omkostninger forbundet med deres anvendelse og mængdebidraget fra fleksible brugere medvirker til at sænke enhedsomkostninger og understøtter gassystemets fortsatte relevans under den grønne omstilling.

Korte kapacitetsprodukter hjælper denne type forbrugere, idet det tillader adgang til systemet på kortere basis end årskapacitet, mens multiplikatorer sikrer en rabat til brugere med længere produkter. Det er Energinets vurdering, at en tarifmodel uden multiplikatorer vil give samme tilskyndelse til fleksibel systemanvendelse som en tarifmodel med en høj volumenandel. Det vil blot ikke give samme tilskyndelse til transportkunder med meget lange kontrakter (fx i en Open Season).

Det er derfor Energinets vurdering at den mest effektive tarifstruktur understøtter en rimelig omkostningsfordeling mellem transportkunder med flere-årige, årlige og kortere produkter, der samtidig giver den maksimale udnyttelse af den eksisterende transmissionskapacitet.

Det er afbilledet i Energinets dialog med markedsaktører herunder i høringssvar givet til den nærværende metodeanmeldelse. Der henvises bl.a. til høringssvar fra Landbrug og Fødevarer, som argumenterer for en højere volumenandel i tarifmetoden.

En bred og diversificeret adgang til transmissionssystemet understøtter forsyningsikkerheden. Under Tyra-perioden giver eks. decentrale biogasproducenter et værdifuldt supplement til den overordnede forsyning sammen med importeret naturgas. Forbrugere, der kan reagere på prissignaler og har alternative brændselsmuligheder, evner ligeledes af reagere på prissignaler i perioder med forsyningsbegrænsninger. Der er derfor en kollektiv værdi også for forsyningsikkerheden, hvis tarifstrukturene understøtter, at forskellige typer af producenter og forbrugere har adgang til gasnettet.

**Endelig skal jeg høre, hvornår ca. I forventer IT/systemmæssigt mere præcist at kunne oplyse om den præcise andel af variabel OPEX? Og har I på nuværende tidspunkt et kvalificeret skøn over omfanget?**

Usikkerheden om variable driftsomkostninger vedrører primært brændselsforbruget på Baltic Pipe transitruten. Energinet bemærker også, at andelen af variabel OPEX i den samlede omkostningsbase både forudsætter kendskabet til størrelsen af den variable omkostninger, men også de samlede omkostninger før andelen præcist kan beregnes.

Baltic Pipe projektet er med den endelige investeringsbeslutning overgået til et egentligt anlægsprojekt. Det betyder, at drifts- og vedligeholdelseskostningerne fastlægges med stadigt større præcision. Parallelt arbejder Energinet sammen med Forsyningstilsynet, Energistyrelsen og EFKM om at præcisere principper for den kommende indtægtsrammeregulering og herunder åbningsbalancen for GAS TSO. Indtægtsrammereguleringen træder i kraft fra januar 2021 og de første anlæg under Baltic Pipe projektet fra januar 2022.

Begge processer bidrager til at klarlægge andelen af variable omkostninger så vel som indtægter i det kommende system. Det er Energinets forventning, at variable driftsomkostninger sammen med den regnskabsmæssige behandling kan vurderes med større præcision medio 2020. Fra 2021 og fremefter vil de første realiserede regnskaber for indtægtsrammereguleringen yderligere bidrage til at omkostningerne kan forudsiges mere præcist.

Det vil stadig være budgetmæssige vurderinger, der i høj grad afhænger af udnyttelsen af de lange Open Season kontrakter. Det alene kan begrunde regelmæssige periodiske metodeeftersyn efter 2022.