

**ENERGINET**  
Systemansvar

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:  
3. marts 2024

Forfatter:  
CGD/CNP/OLBHE/LFN/  
SCR/NAE

ANMODNING

# ANMODNING OM UNDTAGELSE FOR TIDSFRISTEN FOR IMPLEMENTERING AF 30 MIN CROSS-ZONAL GATE CLOSURE TIME I INTRADAY MARKEDET

[Endelig anmodning]

## Indhold

1. Indledning.....	3
2. Motivation for behovet for anmodning om udsættelse.....	4
3. Retsgrundlag .....	6
3.1 Reglen om 30 min ID CZ GCT .....	6
3.2 Muligheder og begrundelse for en fristforlængelse, jf. præambel 14 .....	6
3.3 Krav til anmodningens indhold, jf. artikel 8, stk. 1a.....	7
4. Konsekvensvurdering .....	7
4.1 Konsekvenser for forsyningssikkerheden .....	8
4.1.1 Påvirkning af proces for håndtering af ubalancer i Kontrol Center EI (F1)9	
4.1.2 Øget driftsrisiko grundet manglende automatisering af driftsprocesser i relation til lokal flaskehalshåndtering (F2) .....	14
4.1.3 Usikkerhed om påvirkning af fremtidigt reservebehov (F3).....	16
4.1.4 Forstærket behov for robust IT-understøttelse i systemdriften (F4) .....	17
4.1.5 Konklusion på konsekvenser for forsyningssikkerheden.....	18
4.2 Konsekvenser for omkostningseffektiviteten .....	18
4.2.1 Konsekvenser for Energinets drifts- og udviklingsomkostninger (påvirker systemtariffen) .....	18
4.2.2 Samfundsøkonomiske konsekvenser .....	20
4.2.3 Konklusion på konsekvenser for omkostningseffektiviteten .....	22
4.3 Konsekvenser for VE-integration og CO2-emissioner.....	23
4.3.1 Øget behov for VE-curtaiment i håndteringen af ubalancer (V1) .....	23
4.3.2 Øget behov for VE-curtaiment i håndteringen af lokale flaskehalse (V2)23	
4.3.3 Føringede vilkår for VE-integration grundet højere ubalancepriser (V3)23	
4.3.4 Føringede vilkår for VE-integration grundet anvendelse af større sikkerhedsmargin i kapacitetsberegningen (V4) .....	23
4.3.5 Konklusion på konsekvenser for VE-integration og CO2-emissioner .....	24
5. Handlingsplan for implementering af 30 min ID CZ GCT .....	24
5.1 Handlingsplan med initiativer, der skal opfylde forudsætningerne for implementering .....	26
6. Offentlig høring og inddragelse af input fra aktører.....	31
7. Definitioner og forkortelser .....	31

## 1. Indledning

I henhold til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2024/1747 af 13. juni 2024 om ændring af forordning (EU) 2019/942 og (EU) 2019/943 for så vidt angår forbedring af udformningen af Unionens elektricitetsmarked (elmarkedsreformen), anmoder Energinet (SOV), herefter Energinet, om undtagelse fra tidsfristen for implementering af kravet om kortere lukketid for intraday markedet.

Lukketid for det grænseoverskridende intraday marked sigter mod at balancere to overordnede formål som defineret i artikel 59(2) i CACM (EU Regulation 2015/1222)<sup>1</sup>:

- 1) *at maksimere markedsaktørers handelsmuligheder så tæt på realtid som muligt og*
- 2) *at give TSO'erne og markedsaktørerne tilstrækkelig tid til planlægnings- og balanceeringsprocesser for så vidt angår net- og driftssikkerhed.*

Med elmarkedsreformen har EU besluttet at ændre intraday cross-zonal gate closure time (ID CZ GCT) fra 60 minutter før driftstidspunktet til så tæt på realtid som muligt og maksimum 30 minutter før driftstidspunktet (herefter benævnt "30 min ID CZ GCT").<sup>2</sup> Formålet med fremrykningen af ID CZ GCT er at give mulighed for en mere effektiv markedsclearing med behov for færre korrektioner i balancemarkedet. Det vil sandsynligvis også forbedre markedets evne til, på effektiv vis, at integrere vedvarende energi, som per definition er mere volatil og dermed sværere at forecaste.

Den forkortede ID CZ GCT skal træde i kraft senest den 1. januar 2026, jf. forordningens artikel 8, stk. 1. Elmarkedsreformen giver dog mulighed for, at den berørte regulerende myndighed i medlemsstaten efter anmodning fra den berørte transmissionssystemoperatør (TSO) kan indrømme en undtagelse fra kravet frem til senest 1. januar 2029, jf. artikel 8, stk. 1a.

Energinet ønsker at gøre brug af reguleringens mulighed for at anmode om undtagelse fra tidsfristen om kravet for fremrykning af ID CZ GCT.

Helt overordnet er anmodningen om undtagelse begrundet i, at de [potentielle] gevinster ved overgang til 30 min ID CZ GCT ikke kan realiseres allerede fra 1. januar 2026, fordi dette samtidig risikerer at medføre øgede forsyningsikkerhedsmæssige risici særligt relateret til Energinets systemdrift, øgede drifts- og implementeringsomkostninger, samt negative konsekvenser for integration af vedvarende energi og dermed negativ påvirkning på drivhusgasemissioner.

Energinet har som led i anmodningen gennemført en konsekvensanalyse, der belyser de negative påvirkninger af implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 på:

- forsyningsikkerheden i det nationale elsystem,
- omkostningseffektiviteten, herunder ifm. eksisterende balanceringsplatforme, og
- integrationen af vedvarende energi og drivhusgasemissioner.

Anmodningen indeholder desuden en handlingsplan for Energinets arbejde med at fremrykke ID CZ GCT til maksimum 30 min før driftstidspunktet senest den 1. januar 2029. Energinet vil arbejde for at implementere 30 min ID CZ GCT tidligere end 2029, hvis dette er muligt.

1 [KOMMISSIONENS FORORDNING \(EU\) 2015/ 1222 - af 24. juli 2015 - om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger](#)

2 [Europa-Parlamentets og Rådets forordning \(EU\) 2024/1747 af 13. juni 2024 om ændring af forordning \(EU\) 2019/942 og \(EU\) 2019/943 for så vidt angår forbedring af udformningen af Unionens elektricitetsmarked](#)EØS-relevant tekst.

Anmodningen har været i offentlig høring fra den 20. december 2024 til den 31. januar 2025. Energinet modtog under den offentlige høring seks hørings svar, som er nærmere beskrevet og kommenteret i det medfølgende høringsnotat. Den offentlige høring har givet anledning til mindre ændringer i anmodningen.

Anmodning om udsættelse har været drøftet med den svenske TSO, Svenska Kraftnät, som i løbet af høringsperioden har informeret Energinet om, at de vil ansøge om udsættelse til den af reguleringen fastsatte tidsperiode, altså senest 1. januar 2029. Anmodningen har også været drøftet med den norske TSO, Statnett, som i løbet af høringsperioden har signaleret til Energinet, at Statnett ikke vil tiltræde den forkortede GCT før 2029. Det er for nuværende uafklaret, om Statnett skal anmode om udsættelse af kravet, da Elmarkedsforordningen endnu ikke er implementeret i norsk lovgivning. Energinet har også været i dialog med Tyskland (50 Hertz og Tennet DE) og Nederlandene (TenneT NL), som i løbet af høringsperioden har informeret Energinet om, man på grænserne DE-LU/DK1, DE-LU-DK2 og DK1-NL ikke forventer at anmode om udsættelse, men at den endelige beslutning endnu ikke er truffet.

Energinet deltager derudover løbende i den generelle europæiske koordinering om implementeringen af 30 min ID CZ GCT under Market Coupling Steering Committee (MCSC) og ENTSO-E.

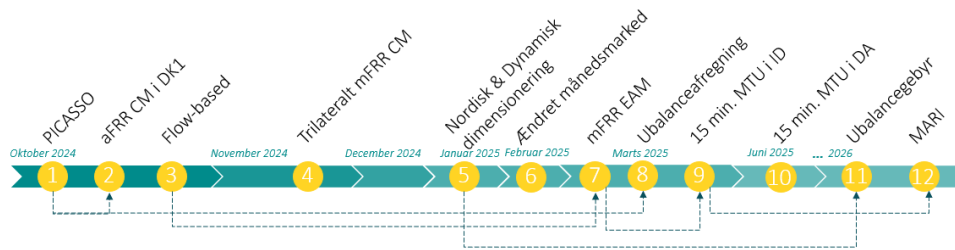
## 2. Motivation for behovet for anmodning om udsættelse

Udfordringen i at implementere 30 min ID CZ GCT 1. januar 2026 bunder i den markeds- og driftssituation, som Energinet befinder sig i på nuværende tidspunkt og i de kommende år. Den fremtidige driftssituation er omgivet af store usikkerheder, og Energinet står allerede med en lang række udfordringer. Implementering af 30 min ID CZ GCT inden 1. januar 2026 vil være sammenfaldende med en periode, hvor Energinet er i gang med at gennemføre en lang række "go-live"-begivenheder af store implementeringsprojekter.

Det gælder f.eks. særligt kommende overgange til automatisk balancering med mFRR EAM og senere MARI, samt overgangen til 15 min MTU i intraday-markedet og day-ahead-markedet, som betyder at driftstimen deles op i fire driftskvarterer. Dermed skal operatørerne i Energinets Kontrol Center El (herefter benævnt "KC") kontinuerligt udføre driftsprocesser på rullende basis hurtigere end i dag. Samtidigt udfordres Energinet særligt af håndteringen af lokale flaskehalse som følge af den stigende VE-andel i et udfordret elnet. Hertil følger også udfordringer fra kravene i Elmarkedsdirektivet omkring implementering af midlertidig begrænset netadgang (BNA) for produktion og forbrug (med option på at gøre BNA'en varig).

Disse implementeringer ændrer fundamentalt på arbejdsgange og processer i Energinets KC samt den virkelighed, som markedsaktørerne agerer i. Implementering fra 1. januar 2026 vil skulle ske i et miljø med en lang række andre usikkerheder i systemdriften, samtidigt med at KC i forvejen arbejder med træning og oplæring af nye processer og værktøjer ifm. erfaringsopbygning af de nuværende eller nært forestående implementeringsprojekter. Samtidigt kræver disse nye initiativer alle varierende grader af IT-integration.

Nedenstående tidslinje søger at skabe oversigt over udvalgte implementeringer med fremhævede afhængigheder, hvor en pil fra et initiativ indikerer, at implementering af det initiativ, er en direkte forudsætning for det initiativ, pilen går hen til.



Figur 1: Oversigt over markedsimplemteringsprojekter, som påvirker Energinet.

Særligt vigtigt er det at notere sig, at der er grundlæggende sammenhænge imellem implementeringerne. Som illustreret i figuren ovenfor, er mFRR EAM en forudsætning for 15 min MTU, som er en forudsætning for MARI. Dermed forventes overgangen til den europæiske balanceringsplatform for mFRR, MARI, tidligst at ske i 2026, for at sikre tilstrækkelig erfaringsopbygning med mFRR EAM og 15 min MTU. Energinet vurderer desuden, at MARI er en forudsætning for 30 min ID CZ GCT.

Ligeledes øger integration af vedvarende energi i elsystemet risikoen for store ubalancer, der skal håndteres tæt på driftstidspunktet. Dette er allerede en udfordring for Energinets KC i dag, og det er forventningen, at denne udfordring fortsætter og forstærkes fremadrettet.

Samtidig oplever Energinet allerede nu udfordringer med stigende risiko for overbelastninger i et i forvejen presset elnet, som skal mitigeres i systemdriften gennem tiltag til håndtering af lokale flaskehalse. Processer for lokal flaskehals håndtering er ikke automatiseret inden 1. januar 2026. Kortere tid i systemdriften efter ID-markedsluk risikerer at forstærke udfordringerne forbundet med den manglende automatisering af flaskehals håndteringen.

Derudover har Energinet allerede nu identificeret et større IT-efterslæb efter implementering af både Flowbased kapacitetsberegning i DA, PICASSO, og senere mFRR EAM, 15 min MTU og MARI. Den samtidige implementering af disse projekter koblet med begrænsninger i Energinets IT-udviklingskapacitet har betydet, at det har været nødvendigt i første omgang at implementere flere minimumsløsninger for så vidt muligt at undgå implementeringsforsinkelser. Minimumsløsningerne skal imidlertid udbedres og erstattes af permanente løsninger. En stor del af Energinets IT-ressourcer er derfor allerede i løbet af 2025/2026 allokeret til dette. Energinet forventer, at der er en risiko for, at der også efter 2026 vil være behov for at allokere IT-ressourcer til udbedring af minimumsløsninger ifm. igangværende implementeringsprojekter, herunder mFRR EAM, 15 min. MTU i ID og DA samt MARI.

Det er Energinets vurdering, at Energinets systemdrift ikke pr. 1. januar 2026 vil have opnået tilstrækkelig erfaring med driften af systemet efter go-live for ovennævnte store implementeringsprojekter. En implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 er dermed ikke i overensstemmelse med ACERs beslutning fra 2018, som fremhæver, at fremrykning af ID CZ GCT til tidligere end 60 min før realtid skal ske, når " ... sufficient experience is gained with the balancing processes in the context of the integrated electricity balancing market, TSOs should, in the Agency's view, further minimise the time needed for scheduling and balancing operations..."<sup>3</sup>.

3 S. 12 linje 62 i [ACER Decision 04-2018 on IDCZGTs\\_0.pdf](#)

### 3. Retsgrundlag<sup>4</sup>

Elmarkedsreformen fremgår af Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2024/1747 af 13. juni 2024 om ændring af forordning (EU) 2019/ og (EU) 2019/943 for så vidt angår forbedring af udformningen af Unionens elektricitetsmarked.

Som en del af elmarkedsreformen er det besluttet at afkorte lukketiden for det budområdeoverskridende intraday-marked fra 60 minutter før driftstidspunktet til så tæt på realtid som muligt og maksimum 30 minutter før driftstidspunktet med virkning fra 1. januar 2026. Man har dog samtidig givet mulighed for, at TSO'erne i medlemslandene kan ansøge om en forlængelse af tidsplanen for gennemførelsen af den nye lukketid.

Ved vurderingen af kravene omkring anmodning om forlænget gennemførelse af 30 min ID CZ GCT skal man være opmærksom på 1) baggrunden for 30 min ID CZ GCT samt begrundelsen for anmodningen (som fremgår af præambel 14), og 2) de temaer, som anmodningen om forlængelse skal indeholde (artikel 8a).

#### 3.1 Reglen om 30 min ID CZ GCT

Med elmarkedsreformen ændres artikel 8 i elmarkedsforordningen. Artikel 8, stk. 1 har nu følgende ordlyd:

*'1. NEMO'er giver markedsdeltagere mulighed for at handle med energi så tæt på realtid, som det er muligt, og som minimum indtil det budområdeoverskridende intraday-markeds lukketid. Fra den 1. januar 2026 må lukketiden for det budområdeoverskridende intraday-marked ikke være mere end 30 minutter før realtid.'*

I præambel 14 til elmarkedsreformen er der redegjort for baggrunden for ændringen af artikel 8, stk. 1. Følgende fremgår af præambel 14:

*'Intraday-markeder er særlig vigtige for integrationen af variable vedvarende energikilder i elektricitetssystemet med de laveste omkostninger, da de giver markedsdeltagerne mulighed for at handle med underskud eller overskud af elektricitet tættere på leveringstidspunktet. Eftersom producenter af variabel vedvarende energi først kan foretage en nøjagtig vurdering af deres produktion tæt på leveringstidspunktet, er det vigtigt for dem så tæt som muligt på tidspunktet for levering af elektriciteten at have videst adgang til handelsmuligheder via adgang til et likvidt marked. Lukketiden for det budområdeoverskridende intraday-marked bør derfor afkortes og fastsættes tættere på realtid med henblik på at maksimere markedsdeltagernes muligheder for at handle med underskud og overskud af elektricitet og bidrage til en bedre integration af variable vedvarende energikilder i elektricitetssystemet.'*

#### 3.2 Muligheder og begrundelse for en fristforlængelse, jf. præambel 14

Det fremgår af præambel 14, at hvis en fremrykning af ID CZ GCT til den fastsatte deadline 1. januar 2026 skaber forsyningsrisici (fare for forsyningssikkerheden), og hvis det hindrer en omkostningseffektiv omstilling til en kortere ID CZ GCT, har TSO'erne mulighed for at anmode om en forlængelse af tidsplanen for gennemførelsen af 30 min ID CZ GCT.

Følgende fremgår af præambel 14:

*'Hvor denne ændring skaber forsyningsrisici, og for at muliggøre en omkostningseffektiv omstilling til en kortere budområdeoverskridende lukketid bør*

<sup>4</sup> Afsnittet bygger på notat af 2. oktober om retsgrundlaget for udsættelse af 30 min ID CZ GCT, som Forsyningstilsynet tidligere har accepteret som grundlag for anmodningen.

*transmissionssystemoperatørerne have mulighed for at anmode om en fravigelse på grundlag af en konsekvensanalyse og med forbehold af den berørte regulerende myndigheds godkendelse med henblik på at opnå en forlængelse af tidsplanen for gennemførelsen. Denne anmodning bør omfatte en handlingsplan med konkrete skridt hen imod gennemførelsen af den nye budområdeoverskridende lukketid for intraday-markedet.'*

Præambel 14 fastslår, at det er forsyningssikkerhed og omkostningseffektivitet, der er de nødvendige begrundelser for, at TSO'en har muligheden for at indsende en anmodning. Ovenfor i afsnit 3.1 er der redegjort for, at reglen om 30 min ID CZ GCT i sin konstruktion handler om at understøtte integration af VE-produktion.

Men reguleringen fastsætter samtidig, at der kan være to vigtige konsekvenser (risici), der kan tale for en udsættelse af kravet om indpasning af den kortere lukketid, og som kan danne baggrund for en anmodning herom.

### 3.3 Krav til anmodningens indhold, jf. artikel 8, stk. 1a

Med elmarkedsreformen ændrer artikel 8 i elmarkedsforordningen. Artikel 8, stk. 1a har nu følgende ordlyd:

*'1a. Den berørte regulerende myndighed kan efter anmodning fra den berørte transmissionssystemoperatør indrømme en undtagelse fra kravet fastsat i stk. 1 indtil den 1. januar 2029. Transmissionssystemoperatøren indgiver anmodningen til den berørte regulerende myndighed. Denne anmodning skal indeholde:*

- a) en konsekvensanalyse, som tager hensyn til feedback fra NEMO'er og berørte markedsdeltagere, og som påviser en sådan foranstaltningens negative indvirkning på forsyningssikkerheden i det nationale elektricitetssystem, på omkostningseffektiviteten, herunder i forbindelse med eksisterende balanceringsplatforme i overensstemmelse med forordning (EU) 2017/2195, på integrationen af vedvarende energi og på drivhusgasemissioner, og*
- b) en handlingsplan, der tager sigte på at afkorte lukketiden for det budområdeoverskridende intraday-marked til 30 minutter før realtid senest den 1. januar 2029*

Anmodningen skal altså indeholde en konsekvensanalyse, som tager hensyn til hørings svar fra NEMO'er mm., og som påviser den negative indvirkning af implementering 1. januar 2026 på:

- 1) forsyningssikkerheden i det nationale elsystem
- 2) omkostningseffektiviteten, herunder i forbindelse med eksisterende balanceringsplatforme i overensstemmelse med EBGL
- 3) integrationen af vedvarende energi og på drivhusgasemissioner.

Anmodningen skal desuden indeholde en handlingsplan (action plan).

Energinet skal altså til brug for anmodning om udsættelse udarbejde en konsekvensanalyse, som påviser de negative konsekvenser af en implementering af 30 min ID CZ GCT allerede den 1. januar 2026. De negative konsekvenser skal påvises på tre – i denne sammenhæng ligestillede - områder.

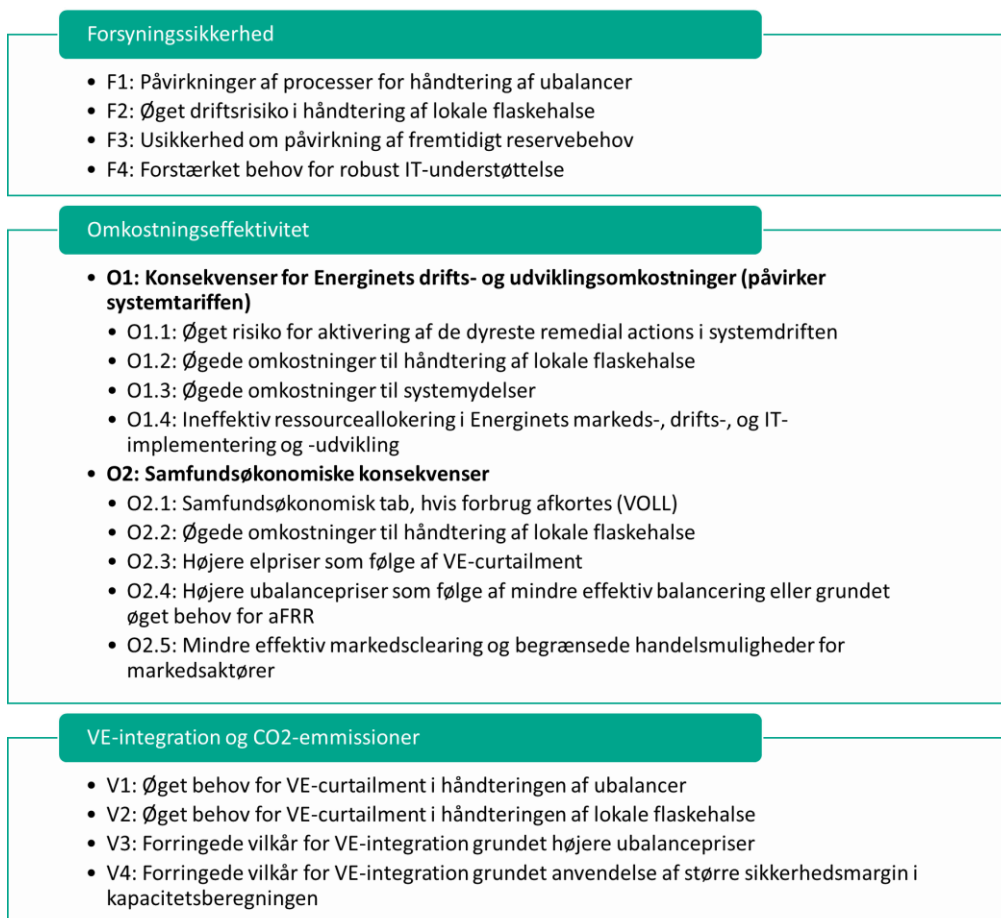
## 4. Konsekvensvurdering

Energinet skal til at foretage konsekvensvurderingen er overordnet set, at forsyningssikkerhed anses som værende en forudsætning for dels omkostningseffektivitet og dels effektiv

integration af vedvarende energi. Det betyder konkret, at negative påvirkninger af forsynings-sikkerheden kan have afledte negative påvirkninger på omkostningseffektiviteten, og/eller på VE-integrationen samt på udledningen af drivhusgasemissioner.

Med baggrund i den betydelige usikkerhed om den fremtidige markeds- og driftssituation på den anden side af implementeringen af en række store implementeringsprojekter, jf. kapitel 2, er det ikke muligt at kvantificere konsekvenserne af implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026. Energinet vil i stedet beskrive de negative konsekvenser kvalitativt ved at opstille årsagssammenhænge mellem 30 min ID CZ GCT og de enkelte konsekvenser under de tre overskrifter i konsekvensvurderingen.

Figuren nedenfor viser overblikket over de konsekvenser, som er inkluderet i konsekvensvurderingen.



Figur 2: Overblik over konsekvenser medtaget i konsekvensvurderingen.

Energinet har ikke mulighed for at kunne forudsige hvor ofte og hvor store problemer, Energinets KC kan stå med i konkrete driftssituationer, hvis intraday markedet lukker 30 min før realtid allerede fra 2026. Det er dog Energinets klare vurdering, at de identificerede risici og konsekvenser vil materialisere sig, hvis 30 min ID CZ GCT implementeres på et tidspunkt, hvor Energinets driftsprocesser ikke er klar til det, dvs. før tidligst efter overgangen til MARI.

#### 4.1 Konsekvenser for forsyningsikkerheden

Efterlevelse af tidsfristen for implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 øger risikoen for negative konsekvenser for den nationale forsyningsikkerhed, særligt drevet af større usikkerhed i systemdriften. I specifikke driftssituationer kan det føre til øget behov for afkorting af forbrug eller produktion lokalt i enkelte områder af nettet, hvor der er flaskehalse eller



store ubalancer, der ikke kan håndteres på andre måder, for at undgå overbelastninger på Energinets anlæg.

Hvis det i specifikke driftssituationer ikke er muligt at mitigere overbelastninger tilstrækkeligt hurtigt og tilstrækkeligt sikkert via markedet, øges risikoen for driftssituationer med forbrugsafkorting/brownouts og/eller beordringer, hvor markedet reelt bliver suspenderet.

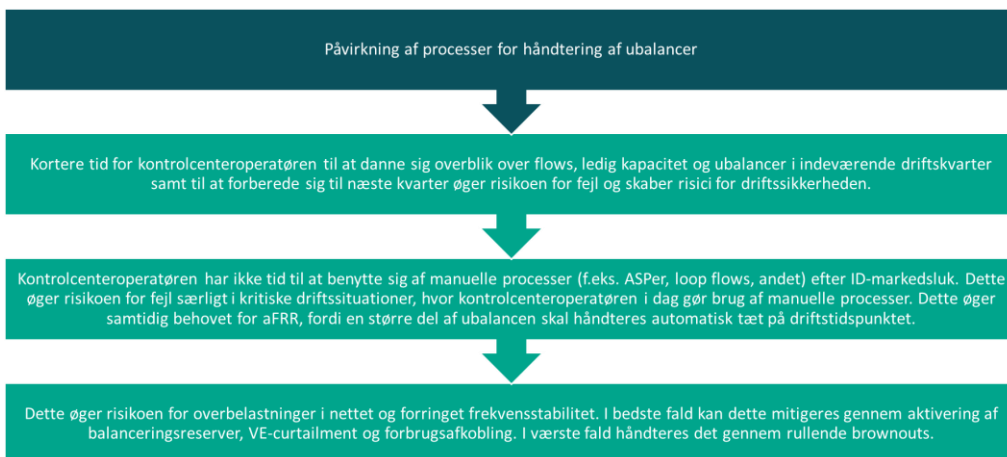
Den større risiko for, at ovennævnte konsekvenser for forsyningssikkerheden kan ske, vurderes særligt at være forårsaget af effekterne F1-F4, jf. Figur 2.

F1 og F2 handler om størrelsen på den opgave, som Energinets KC potentielt kan stå med, når systemet skal balanceres tæt på driftstidspunktet. F3 og F4 handler om de værktøjer, som Energinets KC har til rådighed til at løse driftsopgaven, altså hvordan KC løser/kan løse opgaven med at varetage sikker systemdrift.

#### 4.1.1 Påvirkning af proces for håndtering af ubalancer i Kontrol Center EI (F1)

Energinets KC håndterer de ubalancer, som markedet efterlader efter intraday-markedet lukker. Efter overgang til mFRR EAM i marts 2025 vil en stor del af balanceringsopgaven ske ved, at mFRR-bud udvælges og aktiveres automatisk. KC skal frem mod hver MTU sikre, at der sker aktivering i balancemarkederne samt foretage øvrige nødvendige greb, der sikrer, at ubalancerne kan håndteres inden driftstidspunktet. Balanceringsopgaven kan involvere en lang række procedurer, der i dag er manuelle og tidskrævende, ligesom de også kan involvere TSO'er i nabolandene.

Figur 3 nedenfor opsummerer, hvordan 30 min ID CZ GCT påvirker Energinets processer for håndtering af ubalancer, og hvad dette medfører af forsyningssikkerhedsmæssige konsekvenser.



Figur 3: Påvirkning af processer for håndtering af ubalancer.

Implementeringen af 30 min ID CZ GCT vil påvirke Energinets KC på tre måder:

1. Tiden, der er tilgængelig efter ID-markedsluk til håndtering af ubalancer
2. Værktøjerne, som er til rådighed til håndteringen af ubalancer
3. Størrelsen af ubalancer, som skal håndteres

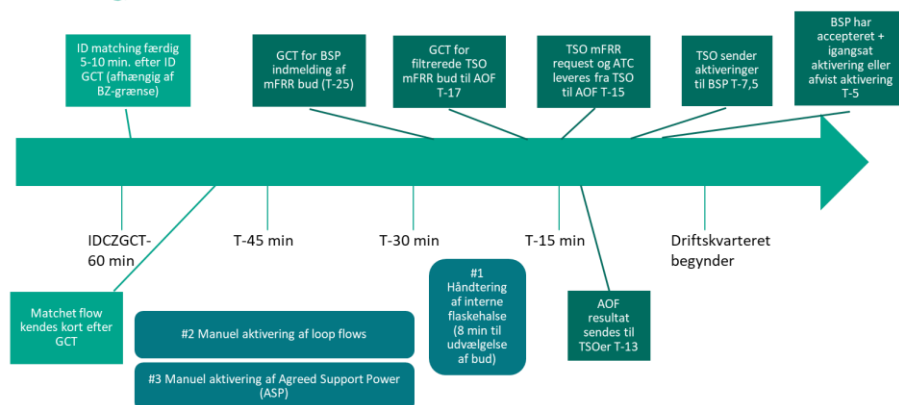
#### 1. Tiden, der er tilgængelig efter ID-markedsluk til håndtering af ubalancer

Frem mod 2026 sker der store ændringer på, hvad der sker i driftstimen efter ID-markedsluk. Implementeringen af mFRR EAM samt 15 MTU i intraday og day-ahead medfører, at systemdriften overgår fra rullende driftstime til rullende driftskvarter.

Nedenstående Figur 4 viser tidslinjen for normal drift, som KC skal forholde sig til for hvert driftskvarter efter implementering af mFRR EAM samt 15 MTU i intraday- og day-ahead-markedet.

## HVAD SKER DER EFTER IDCZGCT?

I fremtiden EFTER implementering af mFRR EAM, 15 MTU i ID og DA, men FØR MARI implementering, Q1 2025-Q2 2026.



Figur 4: Procestegning over driftsprocesser den sidste time inden driftskvarteret efter implementering af mFRR EAM og 15 min MTU i DA og ID.

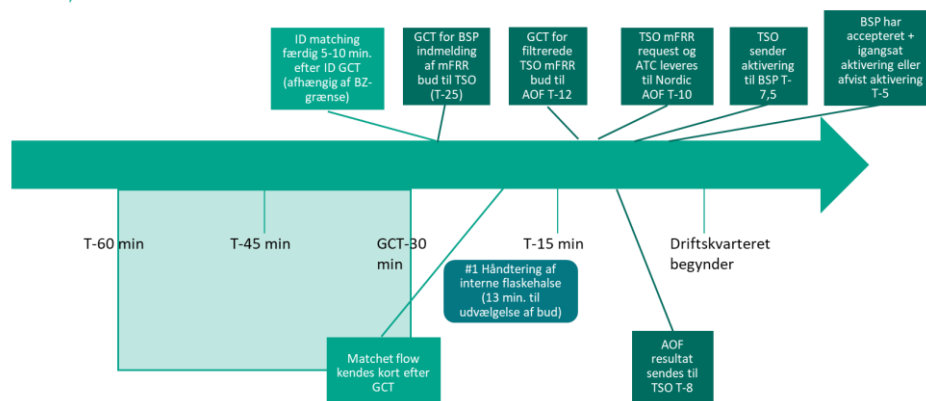
Ved mFRR EAM go-live i marts 2025 går tidsrammen for balancering fra driftstid til driftskvarter som et led i overgangen til MARI. Med dette følger, at operatørerne skal håndtere processerne relateret til balancering (planlagt aktivering) fire gange i timen (hvert 15. minut) frem for én gang i timen. Operatørerne skal se til, hvordan situationen er i indeværende driftskvarter samt planlægge håndteringen i kommende driftskvarter. Fra 15 min MTU i ID vil der derudover foreligge resultater fra ID-markedet hvert 15. minut frem for en gang i timen som i dag.

De nuværende planlagte go-lives skaber dermed en helt ny driftssituation i KC. Disse ændringer kræver tilvænnning, træning og også efterfølgende evaluering med henblik på at forbedre processer. Hvis KCs driftsprocesser ikke er tilvænnet den nye driftssituation inden implementering af yderligere krav, så øges risikoen for manuelle fejl, der vil kunne gå ud over forsynings sikkerheden.

Ved implementering af 30 min ID CZ GCT 1. januar 2026 vil den første halve time forsvinde i den proces, der er illustreret i Figur 4. Dette fremgår af Figur 5 nedenfor, som viser, hvad der sker den sidste time inden driftskvarteret efter 2026.

## HVAD SKER DER EFTER IDCZGCT?

I fremtiden med mFRR EAM, 15 MTU i ID og DA, MARI og 30 min ID CZ GCT (efter 2026)



Figur 5: Procestegning over driftsprocesser den sidste time inden driftskvarteret efter implementering af mFRR EAM, 15 min MTU i DA og ID, MARI og 30 min ID CZ GCT.

Den manglende halve time udgør den periode, hvor KC kan sikre sig at være på forkant af den meget stramme proces, der køres inden for den sidste halve time frem mod driftstidspunktet. Med fremrykningen fra 60 min til 30 min ID CZ GCT vil operatørerne have kortere tid til at danne sig et overblik over flows, ledig kapacitet på udlandsforbindelser samt ubalancer efter ID-markedsluk, som skal håndteres i løbet af et kvarter.

I dag har KC-operatøren mellem 50 og 55 minutter med den kendte ubalance inden driftstidspunktet (timedrift) til at forberede og danne sig overblik over de reguleringsmuligheder, herunder manuelle processer, som er tilgængelige til at håndtere ubalancerne. Ved fremrykning af ID CZ GCT til 30 min før driftskvarteret, forkortes dette til 20-25 minutter, fordi matchede ID-kapaciteter først er kendt 5-10 min efter ID CZ GCT. Selvom der er 20-25 minutter til rådighed inden driftskvarteret, så betyder de nye standarddriftsprocesser, som følger med ovennævnte implementeringer, at der skal aktiveres mFRR på forhånd. Det betyder, at der af de 20-25 minutter går en del tid med faste processer.

Det betyder samtidig, at BSP'er<sup>5</sup> (markedsaktører) kun vil have 5 min til at melde mFRR bud ind til Energinet (ved T-25), fremfor 35 min ved 60 min ID CZ GCT. Hvis et anlæg er købt til reserve, så lægges tilhørende energiaktiveringsbud ofte klar i god tid (D-1). Udfordringen kan derfor primært opstå for frivillige bud i energiaktiveringsmarkedet. Det kan dog også være betydelige mængder, særligt hvad angår geo-taggede nedreguleringsbud af sol og vind.

Den endelige tidslinje for balancering med mFRR introduceres først med MARI. Ved overgangen til MARI forlænges perioden mellem GCT for indmelding af mFRR bud til TSO og GCT på MARI-plattformen for filtrerede TSO mFRR bud med 5 minutter, sammenholdt med tidslinjen i det nordiske mFRR EAM (fra 8 min til 13 min). Dette understreger vigtigheden af at være i drift med og have opnået tilstrækkelig med driftserfaring fra balanceringsplatformene før implementering af 30 min ID CZ GCT, jf. tidligere beskrevet ACER-beslutning af 2018.

### 2. Værktøjerne, som er til rådighed til håndteringen af ubalancer

Kortere tid til håndtering af ubalancer er særligt kritisk i udfordrende driftssituationer, hvor der i dag bruges manuelle og tidskrævende driftsprocesser. Håndteringen afhænger af den enkelte driftssituation, herunder de stærkt varierende omstændigheder grundet vejforhold, it-drift,

<sup>5</sup> I dag skal man i Danmark være registreret som balanceansvarlig (BRP) for at levere mFRR. I kontekst af de europæiske balanceplatforme bruges i stedet betegnelsen Balancing Service Provider (BSP) om markedsaktører, som leverer energiaktiveringsbud (f.eks. mFRR). En BSP er ikke nødvendigvis balanceansvarlig.

aktøradfærd, tilgængelighed af netinfrastruktur, tilgængelighed af balanceringsressourcer fra nabolande, hvor vi med overgang til mFRR EAM forventer begrænsninger i adgangen til ressourcer fra Norden og stærkt reducerede NTC-værdier fra ATC-extraction processen mellem DA og ID. Der er således mange faktorer, som hver for sig og i kombination kan skabe udfordrende balanceringsituationer i systemdriften.

Fælles for alle disse udfordrende driftssituationer er, at når de sker, så vil KC-operatøren i dag foretage manuel indgriben for at håndtere de resulterende ubalancer. Dette kan f.eks. være håndtering af produktion og forbrug, der grundet aftale om begrænset netadgang ikke må producere/forbruge af hensyn til lokal flaskehalshåndtering, TSO-TSO handler<sup>6</sup>, eller aktivering af mFRR-bud fra lokal merit order liste i tilfælde af fallback. Det er ikke forventningen, at alle de nuværende manuelle processer skal foregå hvert kvarter, men det forventes at særligt processerne forbundet med lokal flaskehalshåndtering vil foregå i langt de fleste kvarter. Det er derfor også planen, at disse processer bliver automatiseret i fremtiden.

Manuelle TSO-handler er imidlertid sværere fuldt ud at automatisere. De vil skulle anvendes i situationer, hvor Energinet har behov for mere balanceringsenergi, end der kan aktiveres gennem AOF'en. TSO-handler kan også blive nødvendige, hvis der opstår fejl på en udlandsforbindelse, eller hvis der er flaskehalse i det interne net. Dette kræver selvsagt, at handelstidspunkt, -volumen og -varighed skal koordineres med den anden TSO forud for handlen. Energinet bliver forventeligt mere isoleret i systemdriften end i dag, f.eks. grundet forskellige kapacitetsberegningemetoder i hhv. DA og ID. Dette kan øge behovet for bilaterale TSO-TSO handler, herunder aktivering af HVDC loop flows til mitigering af overbelastninger grundet transit flows samt ASP'er til balancering/modhandel. TSO-handler involverer altid minimum én anden TSO, men kan for HVDC loops involvere op til tre andre TSO'er, med hvilke der skal koordineres.

Implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 betyder imidlertid, at der ikke vil være nok tid for KC til at anvende manuelle processer efter ID-markedsluk, som tilfældet ellers er i dag. Hvis de manuelle værktøjer skal kunne bruges, så skal de aktiveres før ID-markedsluk. Det er i denne forbindelse vigtigt at understrege, at man i systemdriften ikke kan udnytte tiden helt op til driftstidspunktet. I praksis skal al planlægning være på plads senest 7 minutter før driftskvarteret, så ramping (ændring af flow) kan ske fra T-5 minutter.

Det er endnu usikkert for Energinet om og i så fald hvornår, der fremadrettet vil være tid til at gøre brug af de manuelle balanceringsprocesser, som kan være nødvendige i kritiske driftssituationer. Den kortere tid til at dels beslutte, om der skal gøres brug af manuelle processer, og dels til rent faktisk at foretage de manuelle processer, betyder, at risikoen for fejl i systemdriften stiger. Det øger risikoen for overbelastninger i nettet og forringet frekvensstabilitet, hvilket øger risikoen for VE-curtailment, forbrugsafkobling/brownouts og i værste tilfælde risikoen for blackouts.

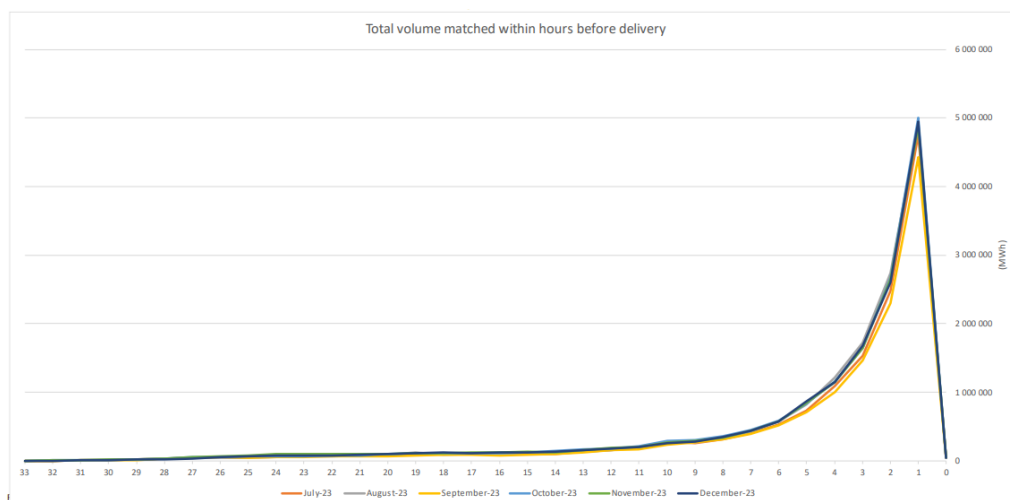
Det stiller i øvrigt krav til øget tilgængelighed af automatiske reserver (aFRR), som der traditionelt har været færre af på det danske marked. Energinet er kun netop i oktober 2024 overgået til den fælleseuropæiske platform til udveksling af netop aFRR, PICASSO. Dette er udfoldet i afsnit 4.1.3.

### 3. Størrelsen af ubalancer, som skal håndteres

Det primære formål med implementeringen af 30 min ID CZ GCT er at forbedre markedsaktørers muligheder for at handle sig i balance tættere på driftstidspunktet. Dette kan potentielt formindske de markedsbalancer, som skal håndteres af KC. Energinet anerkender, at en

6 Agreed Support Power, ASPer.

forkortet ID CZ GCT medfører, at markedsaktører har bedre mulighed for at handle sig i balance. Handelsdata viser, at handelsaktiviteten stiger tættere på markedsluk, jf. Figur 6 nedenfor.



Figur 6: Total volume matched within hours before delivery. Kilde: MCSC, SIDC Stakeholder Report, June 2024.<sup>7</sup>

Hvor meget en forkortelse af GCT med 30 minutter vil formindske ubalancerne for hver MTU er ukendt, men det vil sandsynligvis medføre, at størstedelen af handlerne i ID-markedet vil flyttes endnu tættere på realtid. En væsentlig påvirkning af de uforudsete ubalancer i elsystemet stammer fra afvigelser imellem aktørernes indmeldte køreplaner - som opdateres løbende og også efter ID markedsluk - og den faktiske drift.

Aktørernes køreplaner er afgørende for, at KC har en retvisende prognose for ubalancen i nettet. Kvaliteten af køreplaner påvirkes *ikke* af implementeringen af 30 min ID CZ GCT. De uforudsete ubalancer tæt på driftstidspunktet, som upræcise køreplaner giver anledning til, risikerer dog at blive sværere at håndtere med forøget risiko for forsyningsikkerheden til følge, når der er mindre tid til rådighed i KC til at håndtere de kendte ubalancer. Ubalancer af størrelsesordenen 1500 MW ses allerede i systemdriften i dag. KC er derfor i stigende grad afhængig af retvisende prognoseværktøjer. Dette er nødvendigt, da ubalancen i systemet - også efter ID-markedsluk - kan ændre sig markant.

Det er ikke muligt for Energinet at kvantificere påvirkningen af en kortere GCT på størrelsen af ubalancer. Markedsaktører har under den offentlige høring redegjort for, at den forkortede GCT vil gøre dem i stand til at forbedre præcisionen af vindprognoser med op til 20 pct.

Det er for nuværende Energinets vurdering, at selv hvis implementering af 30 min ID CZ GCT kan nedbringe ubalancerne i gennemsnit – som høringssvarene fra markedsaktører indikerer – så er det langt fra sikkert, at det i tilstrækkelig grad nedbringer ubalancerne på de udfordrende tidspunkter, som f.eks. kan opstå som følge af pludselige vejrskift, uforudsete hændelser, nedbrud e.l. Der er en risiko for, at KC på kritiske tidspunkter skal håndtere ubalancer i samme størrelsesorden som i dag. Med implementering af 30 min ID CZ GCT per 1. januar 2026 mister KC-operatørerne dyrebar tid til de processer, som det ikke er muligt at automatisere inden implementeringsfristen, eller som ikke kan automatiseres, med potentielt meget alvorlige konsekvenser for forsyningsikkerheden til følge.

<sup>7</sup> [SIDC Stakeholder Report](#)

#### 4.1.2 Øget driftsrisiko grundet manglende automatisering af driftsprocesser i relation til lokal flaskehalsbehandling (F2)

Energinet forventer fremadrettet en øget risiko for overbelastninger som følge af lokale flaskehalse, som skal håndteres i systemdriften. Det er f.eks. allerede i dag i nogle timer nødvendigt at nedregulere VE-produktionen på Lolland-Falster samt i Vestjylland, som følge af netbegrænsninger.<sup>8</sup>

Figuren nedenfor opsummerer, hvordan 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 øger risikoen for bundet lokal flaskehalsbehandling.



Figur 7: Øget driftsrisiko i håndtering af lokale flaskehalse.

Energinet har overordnet set to muligheder for at håndtere lokale flaskehalse i systemdriften, som komplimenterer hinanden:

1. **Før Day-ahead markedet:** Produktionsanlæg med midlertidig begrænset netadgang (BNA) begrænses fra at byde ind i markedet og/eller præventiv begrænsning af VE-anlæg.
2. **I driftstimen:** Regulering af forbrugsanlæg med varig begrænset netadgang og/eller produktionsanlæg med midlertidig begrænset netadgang. Energinet kan derudover tilbageholde øvrige lokale mFRR-bud fra mFRR-plattformen for at undgå flaskehalsproblematikker eller aktivere energibud på mFRR-plattformen til håndtering af flaskehalse.

De primære forskelle mellem aktivering af anlæg med BNA og aktivering af mFRR-bud er, at:

- BNA'er ikke aktiveres på mFRR-plattformen. Anlæg med BNA er ligesom alle andre aktørbud i mFRR-markedet påkrævet geo-tags, men må ikke puljes med eventuelle energiaktiveringsbud. Dette gør det muligt at frasortere BNA-bud i flaskehalsbehandling.
- Aktivering af anlæg med BNA udmeldes som power limits, der er gældende, indtil de ophæves, i modsætning til aktivering i energiaktiveringsmarkedet, der kun gælder for den pågældende MTU (time; kvarter efter implementering af 15 min MTU).
- Begrænsning af anlæg med BNA før day-ahead har den fordel, at det mindsker behovet for opreguleringskapacitet på den anden side af flaskehalsen.
- Når aktivering af anlæg med BNA foretages pba. af prognoser før day-ahead, så medfølger en risiko for, at der enten ikke tilbageholdes nok kapacitet, eller at der tilbageholdes for meget. Denne risiko er mindre, når aktiveringen sker inden for driftstimen baseret på markedsresultater. Hvis aktivering sker i driftstimen, er der til gengæld behov for opreguleringskapacitet på den anden side af flaskehalsen.

<sup>8</sup> [behovsanalyse-for-eltransmission.pdf](#)

Mulighed 1 (aktivering før DA) forventes ikke at blive påvirket af implementeringen af 30 min ID CZ GCT. Det gør mulighed 2 (håndteringen i driftstimen) derimod.

Energinet har i dag ikke nogen automatisering af håndteringen af flaskehalse i driftstimen. Det betyder, at KC-operatøren skal foretage de nødvendige delprocesser manuelt inden for driftstimen. Processen for flaskehalshåndtering er i dag som følger, dvs. forud for mFRR EAM go-live og forud for udvikling af værktøjer til forecasting af flaskehalse eller sortering af mFRR EAM bud:

1. Der er et område med kendte udfordringer, som observeres mere intenst af TSO-vagten.
2. Hvis TSO-vagten identificerer potentielle udfordringer i en given tidsramme, så forberedes balancevagten på dette, og specifikke analyser af området kan igangsættes.
3. Hvis man ser overbelastninger eller begyndende overbelastninger, afhjælpes disse ved aktivering af specifikke ned- og/eller opreguleringsbud.
4. Modreguleringen håndteres som del af den generelle balancehåndtering i budzonen, enten med netting eller balanceregulering.

I fremtiden er det planen, at Energinet skal håndtere lokale flaskehalse som følger efter overgang til mFRR EAM og senere MARI, og når begrænset netadgang (BNA) er implementeret:

1. Aktivering af produktionsanlæg med begrænset netadgang før day-ahead (baseret på forecasts).<sup>9</sup>
2. Hvis dette ikke løser flaskehalsudfordringen, så vil flaskehalsen løbe ned i driften.
3. Her aktiveres i første omgang øvrige anlæg med begrænset netadgang. Det vil foregå ved at sætte en begrænsning for BNA'en direkte og ikke via aktivering af et mFRR bud.
4. Hvis flaskehalsen ikke kan håndteres ved brug af BNA'er alene, så anvendes mFRR EAM bud. Disse bud har ingenting med BNA'er at gøre.
5. mFRR EAM bud aktiveres baseret på geo-tags til håndtering af flaskehalse. Derudover frasorteres bud bag flaskehals, markeres som utilgængelige og indgår derfor ikke i AOFen på MARI-plattformen, fordi de ved aktivering ville forværre den opståede flaskehals.

Udfordringen med manglende automatisering af lokal flaskehalshåndtering er allerede et problem i dag. Det bliver i stigende grad et problem, når Energinet overgår til automatisk balancering med mFRR EAM og 15 min MTU i DA og ID, samt når et stort antal VE-anlæg med midlertidig BNA-produkt kommer på nettet fra 2025 og frem.

Hvis 30 min ID CZ GCT implementeres fra 1. januar 2026, er det Energinets vurdering, at det risikerer at øge behovet for mitigerende tiltag (f.eks. forbrugsaflastninger/brownouts, anvendelse af højere sikkerhedsmargin i kapacitetsberegningen på udlandsforbindelser) for at undgå overbelastninger i nettet som følge af lokale netbegrænsninger, fordi det risikerer at forstærke konsekvenserne af den manglende automatisering. Den kortere tid medfører, at muligheden for at håndtere lokale flaskehalse manuelt baseret på senest tilgængelige markedsresultater efter ID-markedsluk, bliver mindre.

Når Energinet overgår til automatisk balancering med mFRR EAM fra marts 2025, så har KC-operatøren 8 minutter til at udvælge mFRR bud, som skal aktiveres til lokal flaskehalshåndtering. Efter overgang til MARI i 2026 vil Energinet have 13 minutter til bududvælgelse. Hvis Energinet overgår til 30 min ID CZ GCT 1. januar 2026, har Energinet ikke de 5 minutter ekstra til udvælgelse af mFRR-bud til lokal flaskehalshåndtering, som overgangen til MARI muliggør. De ekstra 5 min til bududvælgelse efter overgang til MARI kan have meget stor betydning for

<sup>9</sup> Beslutning endnu ikke truffet ift. forbrugsanlæg med begrænset netadgang.

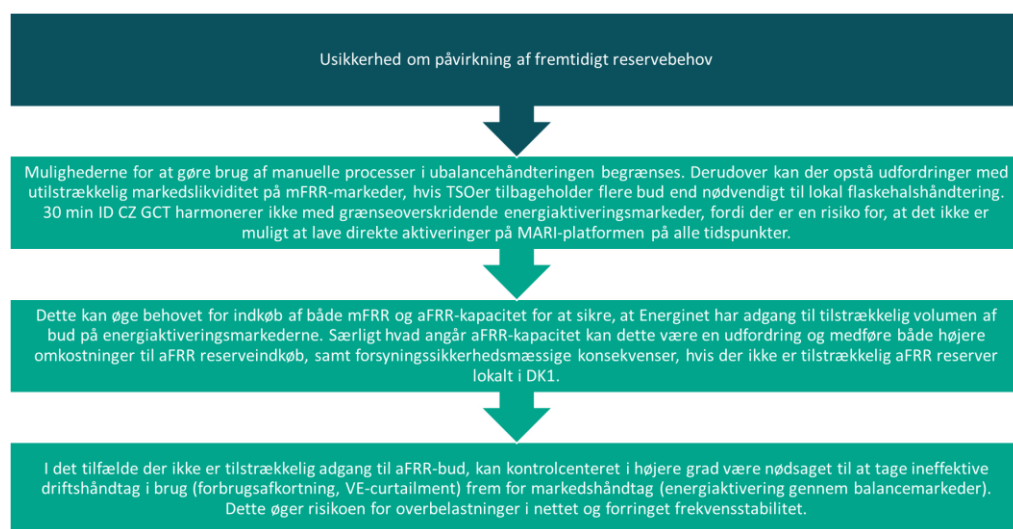
muligheden for at håndtere lokale flaskehalse sikkert og effektivt inden for driftstimen, særligt den manglende automatisering af processer for lokal flaskehals håndtering taget i betragtning. Trods de 13 min til bududvælgelsen ved overgangen til MARI forventes det fortsat ikke, at dette er nok tid til at have en fuldt manuel proces som i dag.

Endelig vurderes det, at implementering af 30 min ID CZ GCT kan betyde, at kritiske IT-ressourcer ikke kan prioriteres i nødvendigt omfang til IT-understøttelsen af processer relateret til håndtering af lokale flaskehalse.

#### 4.1.3 Usikkerhed om påvirkning af fremtidigt reservebehov (F3)

En kortere GCT for intraday-markedet betyder, at Energinets KC har kortere tid til at håndtere ubalancer efter markedsluk. Det er afgørende for sikker og effektiv håndtering af ubalancer på budzoneniveau, at Energinet har adgang til tilstrækkeligt med energiaktiveringsbud.

Figuren nedenfor opsummerer, hvordan 30 min ID CZ GCT påvirker usikkerheden om det fremtidige reservebehov.



Figur 8: Usikkerhed om påvirkning af fremtidigt reservebehov.

Risikoen for, at 30 min ID CZ GCT kan skabe risici for forsyningsikkerheden som følge af mangel på særligt automatiske reserver (aFRR) er drevet af udfordringer forbundet med begrænset mulighed for at gøre brug af manuelle processer i ubalancehåndteringen, samt utilstrækkelig markedslividitet på mFRR-energiaktiveringsmarkeder, hvis TSO'er tilbageholder flere bud end nødvendigt til lokal flaskehals håndtering.

Derudover harmonerer 30 min ID CZ GCT ikke med grænseoverskridende energiaktiveringsmarkeder. Dette skyldes, at der er en risiko for, at det ikke er muligt at lave direkte aktiveringer på MARI-plattformen på alle tidspunkter, da MARI-plattformen og CMM-plattformen endnu ikke understøtter en proces, hvor grænsekapaciteter på udlandsforbindelser kan genberegnes inden for den korte tidsramme, som 30 min ID CZ GCT medfører. Dette betyder, at EB GL 37(3) bliver udfordret, fordi der umiddelbart kun er tid nok til, i bedste fald, at anvende ID leftovers, og i værste fald, at anvende en mere konservativt fastsat kapacitet, fremfor en egentlig genberegning af kapaciteter til balancetidsrammen.

Den begrænsede mulighed for at lave direkte aktiveringer tæt på intraday-markedsluk grundet usikkerhed om grænsekapaciteter kan føre til, at de europæiske energiaktiveringsmarkeder reelt i perioder vil fungere som isolerede nationale markeder, hvilket går imod tanken med



koblede markeder i balancetidsrammen. De forringede muligheder for at lave direkte mFRR-aktiveringer kan øge behovet for aFRR. Energinet arbejder på en løsning i fællesskab med øvrige TSO'er i regi af ENTSO-E og indenfor de relevante CCR'er. Det vurderes ikke, at design, udvikling og testning er klar til 2026.

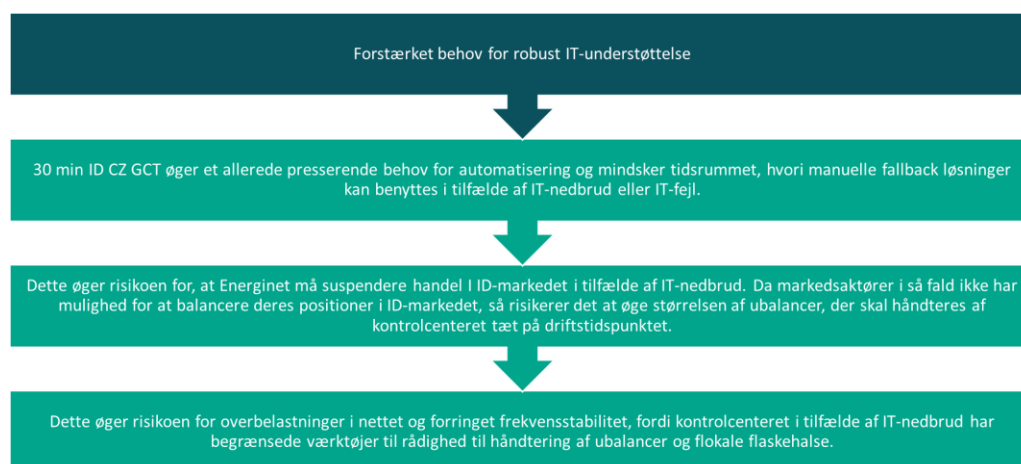
Ovenstående kan øge behovet for indkøb af både mFRR og aFRR-kapacitet for at sikre, at Energinet har adgang til tilstrækkelig volumen af bud på energiaktiveringsmarkederne. Særligt hvad angår aFRR-kapacitet kan dette være en udfordring og medføre både højere omkostninger til aFRR reserveindkøb, samt forsyningsikkerhedsmæssige konsekvenser, hvis der ikke er tilstrækkelig aFRR reserver lokalt.<sup>10</sup>

I det tilfælde, der ikke er tilstrækkelig adgang til aFRR-bud, kan KC i højere grad være nødsaget til at tage ineffektive driftshåndtag i brug (forbrugsafkorting, VE-curtailment) frem for markedshåndtag (energiaktivering gennem balancemarkeder). Dette har både en negativ konsekvens for forsyningsikkerheden, på omkostningseffektiviteten i Energinets systemdrift, på elpriserne for forbrugerne samt på VE-integration. I allerværste fald øger det også risikoen for egentlige blackouts, hvis det ikke er muligt at isolere ubalancerne gennem forbrugsafkorting/rullende brownouts og/eller VE-curtailment.

#### 4.1.4 Forstærket behov for robust IT-understøttelse i systemdriften (F4)

30 min ID CZ GCT øger et allerede presserende behov for automatisering og mindsker tidsrummet, hvori manuelle fallback-løsninger vil kunne benyttes i tilfælde af IT-nedbrud eller IT-fejl. Dette forstærker behovet for konsolidering af IT-systemer og etablering af back-up/fallback-løsninger ved IT-nedbrud eller -fejl. Dette behov er allerede stort i dag, fordi systemdriften er mere sårbar over for IT-nedbrud, særligt efter overgang til 15 min MTU og automatisk balance-ring (mFRR EAM). Dertil kommer, at Energinet allerede har et betydeligt efterslæb i IT-implementeringen som følge af mange samtidige markedsimplementeringsprojekter.

Figur 9 nedenfor opsummerer, hvordan 30 min ID CZ GCT forstærker behovet for robust IT-understøttelse.



Figur 9: Forstærket behov for robust IT-understøttelse.

Hvis 30 min ID CZ GCT implementeres fra 1. januar 2026 øges risikoen for, at Energinet i systemdriften må suspendere handel i ID-markedet i tilfælde af f.eks. IT-fejl, fordi Energinet på dette tidspunkt ikke har haft tilstrækkelig med tid til at konsolidere IT-systemer og optimere fallback-løsninger.

10 [151124da\\_forventninger-til-fremtidens-systemydelse-2024-2040.pdf](#)

En suspendering af handlerne i ID-markedet vil risikere at øge ubalancerne, som skal håndteres af Energinets KC, fordi markedsaktørerne ikke har haft mulighed for at balancere deres positioner i ID-markedet. Dermed øges forsyningssikkerhedsmæssige risici i systemdriften, hvilket øger risikoen for overbelastninger og forringet frekvensstabilitet, hvorfor KC i visse kritiske situation kan være nødsaget til at afkoble forbrug/foretage kontrollerede brownouts eller curtaile VE-anlæg.

#### 4.1.5 Konklusion på konsekvenser for forsyningssikkerheden

Implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 øger risikoen for negative konsekvenser for den nationale forsyningssikkerhed, særligt drevet af større usikkerhed i systemdriften som følge af:

- Påvirkning af processer for håndtering af ubalancer i Kontrol Center EI
- Øget driftsrisiko grundet manglende automatisering af driftsprocesser i relation til lokal flaskehalshåndtering
- Usikkerhed om påvirkning af fremtidigt reservebehov
- Forstærket behov for robust IT-understøttelse i systemdriften

Samlet set vil ovenstående kunne øge risikoen for fejl særligt i kritiske driftssituationer med store ubalancer og lokale flaskehalse, begrænse mulighederne for anvendelse af manuelle driftsprocesser, forstærke behovet for robust IT-understøttelse og automatisering af driftsprocesser, øge risikoen for utilstrækkelig markedslikviditet på energiaktiveringsmarkeder, øge risikoen for overbelastninger i nettet og forringet frekvensstabilitet samt øge risikoen for anvendelse af ineffektive driftshåndtag i systemdriften.

## 4.2 Konsekvenser for omkostningseffektiviteten

Det er overordnet set Energinets vurdering, at det ikke er muligt at sikre en omkostningseffektiv omstilling til 30 min ID CZ GCT, hvis kravet skal være implementeret senest 1. januar 2026.

De negative konsekvenser for omkostningseffektiviteten er i høj grad drevet af de negative forsyningssikkerhedsmæssige konsekvenser, som implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 vurderes at kunne medføre.

I de følgende afsnit redegøres for Energinets vurdering af mulige konsekvenser for omkostningseffektiviteten ved implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026. Energinet skelner i vurderingen overordnet set mellem to typer af konsekvenser:

1. Konsekvenser for Energinets drifts- og udviklingsomkostninger
2. Samfundsøkonomiske konsekvenser

### 4.2.1 Konsekvenser for Energinets drifts- og udviklingsomkostninger (påvirker systemtariffen)

Denne kategori omfatter påvirkninger af omkostninger i Energinets systemdrift samt omkostninger til markeds-, drifts- og IT-udvikling. Disse omkostninger er finansieret over Energinets systemtarif. Højere systemtariffer vil alt andet lige have en afledt samfundsøkonomisk omkostning for forbrugere i form af højere forbrugerpriser via tarifbetalingen på elregningen.

Konsekvenser for Energinets drifts- og udviklingsomkostninger vurderes at være drevet af effekterne O1.1-O1.4, jf. Figur 2 i kapitel 4.

#### O1.1: Øget risiko for aktivering af de dyreste remedial actions

Som beskrevet i afsnit 4.1.1, påvirker implementeringen af 30 min ID CZ GCT Energinets driftsprocesser for håndtering af ubalancer på budzone-niveau. Hvis det i kritiske situationer (f.eks. ved store ubalancer eller pga. lokale flaskehalse) ikke er muligt at håndtere ubalancer gennem markedstiltag (aktivering af bud i energiaktiveringsmarkeder) eller gennem manuelle driftsprocesser (TSO-TSO handler), så kan Energinets KC være nødt til at gøre brug af mindre effektive driftshåndtag up-front. Disse driftshåndtag kan f.eks. være forbrugsafkorting, beordringer eller VE-curtailement.

Det er Energinets vurdering, at risikoen for, at KC-operatøren må gøre brug af disse ineffektive driftshåndtag for at varetage sikker systemdrift, stiger som følge af implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026. Det risikerer alt andet lige at øge Energinets omkostninger til systemdrift, hvilket ikke understøtter en omkostningseffektiv omstilling til en kortere ID CZ GCT.

### **O1.2: Øgede omkostninger til håndtering af lokale flaskehalse**

Som beskrevet i afsnit 4.1.2, øger overgang til 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 risici i systemdriften i forbindelse med håndtering af lokale flaskehalse. Derudover risikerer det også at have negative konsekvenser for omkostningseffektiviteten i håndteringen af lokale flaskehalse, fordi flaskehals håndteringen på implementeringstidspunktet endnu ikke er automatiseret.

Energinet vurderer, at implementering af 30 min ID CZ GCT er med til at øge risikoen for følgende konsekvenser for omkostningseffektiviteten:

- Mindre effektiv udvælgelse af mFRR-bud til håndtering af lokale flaskehalse, fordi KC-operatøren ikke har tilstrækkelig præcis viden om omfanget af flaskehalse i systemet eller tilgængeligheden af bud.
- Mindre/ingen tid til udførelse af manuelle processer til håndtering af ubalancer/flaskehalse, hvilket betyder, at KC-operatøren kan blive nødt til at hhv. opregulere/nedregulere produktion/forbrug på hver side af flaskehalsen, frem for f.eks. at anmode om en TSO-TSO handel, der kunne mitigere flaskehalsen på den ene side, hvis denne skyldes transitflow.
- Manglende automatisering i sammenhæng med den kortere tid efter ID-markedsluk betyder, at KC-operatøren kan være nødsaget til oftere at foretage præventiv VE-curtailement før DA (enten ved konservativ tilgang til begrænsning af anlæg med begrænset netadgang eller curtailement af VE-anlæg uden begrænset netadgang), beordringer eller begrænsning af kapacitet på udlandsforbindelser.
- Manglende automatisering i sammenhæng med den kortere tid efter ID-markedsluk øger risikoen for, at KC-operatøren må tilbageholde flere mFRR-bud fra AOFen, end der egentlig er behov for. Det mindsker tilgængeligheden af mFRR-bud på MARI-plattformen, hvilket har en opadgående konsekvens for den mFRR-pris, som markedet clearer på.

### **O1.3: Øgede omkostninger til systemydelse samt højere priser i energiaktiveringsmarked**

Omkostningerne, der genereres ved at balancere elnettet, består hovedsageligt af indkøbet af reserver (kapacitet) samt aktivering af balanceringsenergi.

Som beskrevet i afsnit 4.1.3, så er der en risiko for, at implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 kan have en negativ påvirkning på Energinets behov for systemydelse. Dette vurderes særligt at være drevet af to effekter:

- Øget behov for automatiske reserver (aFRR) fremfor mFRR og dermed øget indkøb af aFRR-kapacitet
- Øget behov for indkøb af reservekapacitet (mFRR og aFRR), hvis en mindre del af balanceringsbehovet kan imødekommes af energiaktiveringsbud via de europæiske balanceringsplatforme, MARI og PICASSO

Den første årsag ovenfor skyldes, at en afkortning af ID CZ GCT og den deraf afledte mindre tid til rådighed i KC forskyder behovet for systemydelse i retning mod større brug af automatiske reserver (aFRR). Dette kan i korte træk forklares ved, at der bliver mindre tid i KC til at se frem i tid og proaktivt aktivere mFRR i samme omfang som tidligere. Prisen for aFRR-kapacitet har historisk været højere end prisen for mFRR-kapacitet, hvorfor Energinets omkostninger til systemydelser må forventes at stige, hvis dette bliver tilfældet.

Den anden årsag sker, hvis adgangen til balanceringsenergi via de europæiske balanceringsplatforme ikke er tilstrækkelig, f.eks. som følge af, at TSO'er tilbageholder flere mFRR bud ifm. lokal flaskehalshåndtering end nødvendigt (jf. afsnit 4.1.2), eller hvis der er begrænset transmissionskapacitet til rådighed i balancetidsrammen til direkte aktivering af grænseoverskridende mFRR-bud (jf. afsnit 4.1.1). I så fald kan Energinet være nødsaget til at indkøbe både mere aFRR- og mFRR-kapacitet for at sikre, at der er tilstrækkeligt med tilgængelige balanceringsbud. Begrænsninger i adgangen til mFRR-bud på MARI-platformen kan også resultere i højere priser for mFRR.

Energinets omkostninger til systemydelser kan dermed stige som følge af implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026. Dette medfører en forøgelse af systemtariffen, som dermed fører til højere priser for elforbrugere.

#### **O1.4: Ineffektiv ressourceallokering i Energinets markeds-, drifts- og IT-implementering og -udvikling**

Energinet har et efterslæb i IT-implementeringen med overgangen til de nye markedsplatforme beskrevet tidligere. Det betyder, at en betydelig del af Energinets IT-udviklingsressourcer allerede er allokeret i 2025 og 2026, dels til nylige implementeringer eller kommende (f.eks. Flowbased, mFRR EAM, 15 min MTU i ID og DA), samt til udbedring af minimumsløsninger ifm. disse implementeringer.

Hvis Energinet skal implementere 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026, betyder det, at Energinet skal omprioritere IT-ressourcerne. Selv med betydelig omprioritering af IT-ressourcer er det ikke sikkert, at Energinet vil kunne nå at foretage de nødvendige IT-implementeringer i tide. Omprioritering af IT-ressourcer vurderes at medføre transaktionsomkostninger samt behov for reorganisering af igangværende implementeringsprojekter. Dette bidrager ikke til at sikre en omkostningseffektiv omstilling til en kortere ID CZ GCT. Derudover risikerer en reorganisering af IT-ressourcer at medvirke til, at Energinet eksempelvis ikke kan leve op til krav om tilslutning til MARI.

Det vurderes ligeledes ikke muligt på kort sigt (frem mod 1. januar 2026) at ansætte tilstrækkeligt med nye IT-udviklere, som kan accelerere IT-udviklingen.

#### **4.2.2 Samfundsøkonomiske konsekvenser**

Udover påvirkningen af Energinets driftsomkostninger vil der være generelle negative konsekvenser for samfundsøkonomien. Dette kan både ramme forbrugerne direkte i form af højere elpriser, f.eks. hvis VE-anlæg curtailes, og dyrere anlæg dermed bliver dispatchet i markeds-clearingen i stedet for. Det kan også ramme forbrugerne mere indirekte ved, at markedsaktørers omkostninger til ubalancehåndtering stiger, fordi ubalanceprisen påvirkes negativt. De samfundsøkonomiske effekter vurderes særligt at være drevet af effekterne O2.1-O2.5 jf. Figur 2 i kapitel 4.

#### **O2.1: Samfundsøkonomisk tab, hvis forbrug afkortes (Value of Lost Load, VOLL)**

Som beskrevet i afsnit 4.1, risikerer fremrykning af ID CZ GCT til fra 1. januar 2026 at medføre konsekvenser for forsynings sikkerheden. I bedste fald betyder det, at risikoen for forbrugsafkortning og/eller VE-curtailement stiger. I værste fald betyder det, at risikoen for egentlige kontrollerede forbrugsafkoblinger (brownouts) eller sågar blackouts stiger.

Da implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 øger risikoen for forsynings sikkerhedsmæssige konsekvenser, øger det samtidig risikoen for samfundsøkonomisk tab som følge af strømafbud. Hver gang forbrug afkortes, har det en samfundsøkonomisk omkostning. Det samfundsøkonomiske tab udtrykkes i Value of Lost Load (VOLL), som er et udtryk for forbrugernes betalingsvillighed for at undgå strømafbud.

### **O2.2: Øgede omkostninger til håndtering af lokale flaskehalse**

I beskrivelsen af O1.2 i afsnit 4.2.1 beskrives de mulige konsekvenser for Energinets driftsomkostninger i håndteringen af lokale flaskehalse. Herudover vil der være et samfundsøkonomisk tab ved, at et dyrere bud/anlæg vælges frem for et mere omkostningseffektivt bud/anlæg i håndteringen af lokale flaskehalse, som samlet set kan øge ubalanceprisen. Dette vil fordyre markedsaktørers ubalancehåndtering og indirekte føre til højere elpriser for forbrugerne.

### **O2.3: Højere elpriser som følge af VE-curtailement**

Som beskrevet i afsnit 4.1.1, 4.1.2, 4.1.4 øges risikoen for, at Energinet i sin systemdrift må curtaille VE-anlæg af hensyn til risici for forsynings sikkerheden. Dette kan både være som nedregulering i ubalancehåndteringen, præventiv VE-curtailement i håndteringen af lokale flaskehalse, eller i form af begrænsninger i transmissionskapaciteten, som dermed begrænser VE-anlægs muligheder for at deltage i markedet.

Fælles for disse mitigerende tiltag er, at de kan medføre en stigning i elprisen, fordi dyrere anlæg, enten inden for Danmark eller i udlandet, bliver valgt i markedsclearingen i stedet for de curtailede VE-anlæg.

Det er Energinets vurdering, at implementeringen af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 øger risikoen for VE-curtailement med øget risiko for flere timer med højere priser for forbrugerne til følge.

### **O2.4: Højere ubalancepriser som følge af mindre effektiv balancering via europæiske balanceplatforme eller grundet øget behov for aFRR fremfor mFRR**

Med overgangen til de europæiske balanceringsplatforme PICASSO og MARI, er der betydelige usikkerheder omkring de priser, som kan forventes i markedet. En mere presset driftssituation, vil dog, alt andet lige, risikere, at dyrere bud skal anvendes og dermed også, at omkostningerne til balancering stiger.

Risikoen for mindre effektiv balancering og dermed højere ubalancepriser, som følge af implementering af 30 min ID CZ GCT, er særligt drevet af følgende konsekvenser:

- Mindre/ingen tid til udførelse af manuelle processer (ASP'er, loop flows, direkte aktivering) til håndtering af ubalancer, hvilket øger risikoen for at udvælge dyrere bud end nødvendigt (jf. afsnit 4.1.1 og 4.1.2), og/eller øger behovet for aFRR fremfor mFRR, fordi en større del af ubalancen skal håndteres automatisk i driftsøjeblikket (jf. afsnit 4.1.3).
- mFRR-bud skal vælges længere ude på merit-order listen, fordi risikoen stiger for, at Energinet og nabo-TSO'er er nødsaget til at holde mFRR-bud tilbage fra i første omgang det nordiske mFRR EAM og senere hen MARI-plattformen af hensyn til lokal flaskehalshåndtering.

Den første konsekvens ovenfor er særligt forbundet med risikoen i begrænsning af muligheden for at foretage direkte aktivering, som beskrevet i afsnit 4.1.3. Er det ikke muligt at foretage direkte aktivering på den fælles platform MARI til alle tider, kan det have som konsekvens, at Energinet må udvælge lokale bud til samme formål. Her vil likviditeten være mindre og et resultat heraf kan være, at der aktiveres dyrere lokale bud end de bud, der egentlig var tilgængelige på MARI.

Ovennævnte konsekvenser risikerer at føre til flere timer med højere ubalancepriser, hvilket vil fordyre markedsaktørers ubalancehåndtering. Dette fører til højere elpriser for forbrugerne, da producenterne må antages at overvælge de højere omkostninger til ubalancehåndtering på forbrugerne.

#### **O2.5: Mindre effektiv markedsclearing og begrænsede handelsmuligheder for aktører**

Som beskrevet i afsnit 4.1.2 og 4.1.4, øges risikoen for, at Energinet i kritiske driftssituationer må anvende større sikkerhedsmargin i sin kapacitetsberegning af hensyn til forsyningssikkerheden. Dette betyder, at mindre transmissionskapacitet kan frigives til handel på markedet, hvilket har konsekvenser for samfundsøkonomien.

Hvordan elprisen påvirkes, vil variere afhængig af, om Danmark i den givne time er nettoimportør eller nettoeksportør. Uanset vil prisforskellen mellem de danske budzoner og udlandet være større, hvilket formentlig vil føre til højere flaskehalsindtægter på udlandsforbindelserne.

Der kan ligeledes være forskel på import/eksport situationen i DK1 og DK2, hvorfor prispåvirkningen også kan være forskellig på tværs af de to danske budzoner. Samlet set betyder ovenstående dog, at 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 medfører øget risiko for samfundsøkonomisk tab som følge af mindre effektiv ressourceallokering i engrosmarkedet.

#### **4.2.3 Konklusion på konsekvenser for omkostningseffektiviteten**

Energinet vurderer, at det ikke er muligt at sikre en omkostningseffektiv implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026. Dette vurderes dels at være drevet af øgede drifts- og udviklingsomkostninger for Energinet som følge af:

- Øget risiko for aktivering af de dyreste afhjælpende håndtag/remedial actions
- Øgede omkostninger til håndtering af lokale flaskehalse grundet mindre effektiv pris-sætning
- Øgede omkostninger til systemydelse
- Ineffektiv ressourceallokering i Energinets markeds-, drifts- og IT-implementering og -udvikling

Disse konsekvenser vil samlet set påvirke Energinets systemtarif negativt og dermed indirekte føre til højere elpriser for forbrugerne.

Derudover vurderes det at medføre øgede samfundsøkonomiske omkostninger som følge af:

- Samfundsøkonomisk tab, hvis forbrug afkortes
- Øgede omkostninger til håndtering af lokale flaskehalse
- Højere elpriser som følge af VE-curtaiment
- Højere ubalancepriser som følge af mindre effektiv balancering via europæiske balanceplatforme eller grundet øget behov for aFRR fremfor mFRR
- Mindre effektiv markedsclearing og begrænsede handelsmuligheder for aktører

Disse konsekvenser risikerer samlet set at resultere i mindre effektiv ressourceallokering i både balancemarkedet og engrosmarkedet og dermed direkte føre til højere elpriser for forbrugere.

### 4.3 Konsekvenser for VE-integration og CO<sub>2</sub>-emissioner

Som redegjort for i kapitel 4, opstår konsekvenserne for VE-integration og CO<sub>2</sub>-emissioner ifm. implementering af 30 min ID CZ GCT 1. januar 2026 som afledte effekter af konsekvenserne for forsyningssikkerheden og omkostningseffektiviteten.

Det er Energinets vurdering, at årsagerne V1-V4, jf. Figur 2 i kapitel 4, kan føre til forringet integration af VE og heraf afledte negative påvirkninger på CO<sub>2</sub>-emissioner.

#### 4.3.1 Øget behov for VE-curtailement i håndteringen af ubalancer (V1)

Som beskrevet i afsnit 4.1.1 og 4.1.3, øges risikoen for behov for nedregulering/curtailement af VE-produktion i håndteringen af ubalancer. Dette skyldes dels begrænsninger i muligheden for at gøre brug af manuelle balanceringsprocesser, som kan være nødvendige i kritiske driftssituationer, og dels begrænsninger i muligheden for at foretage direkte aktiveringer af mFRR på MARI-plattformen på alle tidspunkter. Den øgede risiko for nedregulering af VE-anlæg vil alt andet lige medføre negative konsekvenser for integration af VE og på CO<sub>2</sub>-emissioner, fordi anlæg med højere emissionsfaktor aktiveres i stedet for.

#### 4.3.2 Øget behov for VE-curtailement i håndteringen af lokale flaskehalse (V2)

Som beskrevet i afsnit 4.1.2, 4.2.1 og 4.2.2, øges risikoen for yderligere behov for VE-curtailement i håndteringen af lokale flaskehalse. Dette skal ses i lyset af, at behovet for VE-curtailement allerede er et grundvilkår, når der tilsluttes mere VE, end nettet kan understøtte. Det øgede behov for VE-curtailement som følge af konsekvenserne af implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 kan både skyldes utilstrækkelig viden hos KC-operatøren om størrelsen og lokationen af flaskehalse pga. manglende automatisering, utilstrækkelig tid til rådighed til effektiv udvælgelse af mFRR-bud, mere konservativ tilgang til begrænsning af VE-produktionsanlæg med midlertidig begrænset netadgang fra at deltage i DA-markedet, samt øget behov for præventiv curtailement af VE-anlæg (uden midlertidig begrænset netadgang), hvis der ikke findes andre muligheder for at håndtere en flaskehals.

Ovenstående forventes at kunne løses med højere grad af automatisering, som dog først udvikles efter 2026.

Konsekvensen for VE-integration og CO<sub>2</sub>-emissioner er den samme som beskrevet for V1.

#### 4.3.3 Forringede vilkår for VE-integration grundet højere ubalancepriser (V3)

Som beskrevet i afsnit 4.2.2, øges risikoen for højere ubalancepriser. Det vil særligt være til ulempe for VE-anlæg med fluktuerende produktion, som alt andet lige har større udfordringer med at gardere sig imod ubalancer. Det er således Energinets vurdering, at implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 har en afledt negativ konsekvens for VE-integration og dermed CO<sub>2</sub>-emissioner som følge af de identificerede konsekvenser i balancemarkedet, der kan føre til højere ubalancepriser.

#### 4.3.4 Forringede vilkår for VE-integration grundet anvendelse af større sikkerhedsmargin i kapacitetsberegningen (V4)

Som beskrevet i afsnit 4.1.2 og 4.1.4, øges sandsynligheden for, at Energinet i kritiske driftssituationer bliver nødt til at anvende større sikkerhedsmargin i kapacitetsberegningen for at

mitigere risici for forsyningsikkerheden. Det kan f.eks. være som led i flaskehalshåndteringen, eller det kan være i tilfælde af IT-nedbrud eller IT-fejl. Mindre transmissionskapacitet til rådighed forringer markedsvilkårene for integration af VE, hvilket har en afledt negativ konsekvens på CO<sub>2</sub>-emissioner. Dette skyldes, at risikoen øges for self-curtailment af VE-produktion i timer med høj vind og sol, fordi der ikke er nok transmissionskapacitet til at eksportere strømproduktionen til udlandet (forudsat at VE-produktion overgår indenlandsk forbrug). Dermed medfører det en direkte konsekvens for markedets evne til at integrere VE. Det har samtidig den afledte effekt, at udenlandsk forbrug i disse situationer i stedet vil skulle dækkes af anden produktion. Det kan være fossile anlæg, men det kan i princippet også godt være andre VE-anlæg. Hvor stor den afledte konsekvens er for CO<sub>2</sub>-emissioner afhænger derfor af hvilke teknologier, der dispatches i stedet for de VE-anlæg, som self-curtailes i Danmark.

#### 4.3.5 Konklusion på konsekvenser for VE-integration og CO<sub>2</sub>-emissioner

Det er Energinets vurdering, at implementering af 30 min ID CZ GCT fra 1. januar 2026 kan have afledte negative konsekvenser for VE-integration og CO<sub>2</sub>-emissioner, særligt drevet af de identificerede konsekvenser for forsyningsikkerheden og omkostningseffektivitet. Det drejer sig specifikt om øget risiko for curtailment af VE ifm. håndteringen af ubalancer og lokale flaskehalse, forringede markedsvilkår for VE grundet risiko for højere ubalancepriser, samt forværrede afsætningsmuligheder for VE-anlæg grundet risiko for begrænsninger i tilgængelig transmissionskapacitet i kritiske driftssituationer.

Øget curtailment af VE, højere ubalancepriser og mindre tilgængelig transmissionskapacitet kan også have langsigtede konsekvenser for integrationen af ny VE, da det kan påvirke investeringslysten.

## 5. Handlingsplan for implementering af 30 min ID CZ GCT

Energinet skal, jf. Artikel 8, stk. 1a i den reviderede Elmarkedsforordning, udarbejde en handlingsplan, der tager sigte på at afkorte lukketiden for det budområdeoverskridende intraday-marked til senest 30 minutter før realtid, senest den 1. januar 2029.

Energinet ønsker at ansøge om udsættelse til den 1. januar 2029, men arbejder for at kunne implementere 30 min ID CZ GCT så hurtigt som muligt. Hvis det viser sig muligt at implementere før 1. januar 2029, så vil Energinet implementere tidligere. I så fald, vil Energinet orientere markedsaktørerne og Forsyningstilsynet rettidigt herom.

Når Energinet er klar til at implementere kravet, så kræver det rent teknisk, at Energinet indleverer en Request for Change (RFC) til Single Intraday Coupling Operational Committee (SIDC OPSCOM) under det fælleseuropæiske markedskoblings samarbejde.

Markedsaktører har i de modtagne høringsvar sat spørgsmålstegn ved, hvorfor Energinet ansøger om udsættelse helt til 1. januar 2029, som er den længste periode, som reguleringen giver mulighed for. Der er flere årsager til, at Energinet vurderer, at det er den mest effektive løsning af ansøge om udsættelse til 1. januar 2029.

For det første er det ikke på nuværende tidspunkt muligt for Energinet at fastsætte et alternativt implementeringstidspunkt. Dette hænger sammen med, at implementeringen afhænger af en række forudsætninger, som Energinet vurderer, skal være opfyldt (eller som minimum være væsentligt forbedret sammenlignet med i dag). Disse forudsætninger afspejler de udfordringer og konsekvenser, som Energinet har redegjort for igennem anmodningen.



Opfyldelsen af disse forudsætninger skal ske gennem en række initiativer, som Energinet enten allerede er i gang med eller vil igangsætte. Hvornår disse forudsætninger helt præcist kan være opfyldt afhænger delvist af faktorer, som er uden for Energinets kontrol. Disse forudsætninger er listet i boksen nedenfor i ikke-prioriteret rækkefølge.

#### Forudsætninger for at Energinet kan implementere 30 min ID CZ GCT

1. Energinet skal have opbygget tilstrækkelig erfaring med driften af systemet efter implementering af en række store markedsimplementeringsprojekter, herunder særligt Flowbased markedskobling, den europæiske balanceringsplatform for aFRR (PICASSO), mFRR EAM (automatisk balancering), 15 min MTU i ID og DA, samt den europæiske balanceringsplatform for mFRR (MARI).
2. Udfordringerne med direkte aktivering på MARI-plattformen skal være løst.
3. Energinet skal have udbedret eksisterende minimumsløsninger i IT-understøttelsen af nyligt implementerede og igangværende markedsimplementeringsprojekter.
4. Behov for mere robust IT-understøttelse gennem en konsolidering af IT-systemer og forbedring af back-up/fallback-løsninger ved IT-nedbrud eller –fejl, fordi systemdriften er mere sårbar overfor IT-nedbrud efter overgang til særligt 15 min MTU og automatisk balancering (mFRR EAM).
5. Håndtering af ubalancer skal i udgangspunktet foregå automatisk – hvis manuelle værktøjer skal kunne tages i brug (f.eks. ASP'er eller loop flows), så skal de kunne aktiveres før ID-markedet lukker. Der er under alle omstændigheder behov for mere klarhed om hvilken rolle, manuelle værktøjer kan/skal spille i systemdriften fremadrettet.
6. Håndteringen af lokale flaskehalse skal så vidt muligt være automatiseret.
7. Lokale flaskehalse skal så vidt muligt håndteres strukturelt og ellers så tidligt som muligt driftsmæssigt af hensyn til at undgå risiko for forsyningsikkerheden.
8. Markedsaktører skal have tilpas/styrket incitament til at selvbalancere for at undgå, at Energinets systemdrift står med for store ubalancer tæt på driftskvarteret.
9. Datakvaliteten og præcisionen af køreplaner skal styrkes for at understøtte KCs evne til automatisk at håndtere ubalancer og lokale flaskehalse.
10. Det skal være muligt for KC at kunne planlægge længere frem end et kvarter ad gangen af hensyn til sikker drift. Dette stiller større krav til automatisering og præcise prognoser.

For det andet skyldes det, at det præcise implementeringstidspunkt er med forbehold for eventuelle go-live vinduer, der besluttes i Market Coupling Steering Committee (MCSC) i det fælleseuropæiske markedskoblingssamarbejde mellem TSO'er og NEMO'er. Af hensyn til at sikre effektiv overgang til 30 min. ID CZ GCT er det afgørende, at dette sker i tæt koordinering med TSOer i nabolandene samt i samarbejde med elbørserne (NEMOerne). Dette blev også fremhævet i de modtagne høringsvar.

Hvordan overgangen til 30 min ID CZ GCT på de enkelte budzonegrænser rent praktisk kommer til at foregå er endnu ikke fastlagt. Det er for nuværende uafklaret, hvor lang tid der går, fra at Energinet indleverer en RFC til SIDC OPSCOM, til at ID CZ GCT på Energinets grænser ændres i markedskoblingen. Dertil skal det noteres, at det præcise implementeringstidspunkt også bestemmes af, hvornår pågældende nabo-TSO'er er klar til implementering. Dette er på nuværende stadig usikkert. Energinet er dog under høringsperioden blevet informeret af den svenske TSO, Svenska Kraftnät, om, at de vil anmode om udsættelse indtil 1. januar 2029. Derudover har den norske TSO, Statnett, signaleret til Energinet, at de ikke for nuværende forventer at være i stand til at implementere 30 min ID CZ GCT før 1. januar 2029.

Energinet er på baggrund af drøftelser i det internationale TSO-samarbejde under markedskoblingskomiteen blevet informeret om, at Nederlandene (TenneT NL) og Tyskland (50 Hertz og TenneT DE) ikke forventer at søge om udsættelse på grænserne mod Danmark, dog med det forbehold, at den endelige beslutning herom endnu ikke er truffet. Energinet vil fortsat være i dialog med nabo-TSOer om udviklingen hos dem mhp. at sikre tæt koordinering i implementeringsarbejdet.

Det er dog afgørende for Energinet at lægge vægt på, at selvom der anmodes om udsættelse til senest 1. januar 2029, så er det Energinets klare intention, at implementeringen skal ske så tidligt som muligt.

### 5.1 Handlingsplan med initiativer, der skal opfylde forudsætningerne for implementering

Energinet søger med handlingsplanen at tydeliggøre de initiativer, som er nødvendige at gennemføre for at kunne opfylde forudsætningerne for implementering senest 1. januar 2029. Handlingsplanen består både af eksisterende initiativer, som Energinet i forvejen har igangsat uafhængigt af kravet om 30 min ID CZ GCT, samt eventuelle nye initiativer. Det understreges, at der ikke er truffet beslutning om disse nye initiativer endnu, da dette planlægges gjort i løbet af 2025 som en del af arbejdet med at forberede implementeringen af 30 min ID CZ GCT.

De angivne tidspunkter i tidsplanen nedenfor er underlagt betydelig usikkerhed og er vejledende. De endelige målsætninger for de enkelte projekter er fortsat under afklaring, ligesom flere initiativer først forventes identificeret og igangsat i løbet af 2025.

Udfordring/Konsekvens	Forudsætning for implementering af 30 min ID CZ GCT	Initiativ	Tidsplan
<p>Usikker markeds- og driftssituation.</p> <p>Afsnit 4.1.1.</p>	<p>Energinet skal have opbygget tilstrækkelig erfaring med driften af systemet efter implementering af en række store markedsimplementeringsprojekter, herunder særligt Flowbased markedskobling, den europæiske balanceplatform for aFRR (PICASSO), mFRR EAM (automatisk balancering), 15 min MTU i ID og DA, samt den europæiske balanceringsplatform for mFRR (MARI).</p>	<p>Succesfuld implementering af nordisk mFRR EAM i marts 2025, succesfuld implementering af 15 min MTU i ID i marts 2025 og i DA i juni 2025, succesfuld implementering af MARI tidligst i 2026.</p>	<p>Nu til og med 2026/2027.</p>
<p>Direkte aktiveringer i MARI.</p> <p>Afsnit 4.1.3, 4.2.1, 4.2.2, 4.3.1 og 4.3.3.</p>	<p>Udfordringerne med direkte aktiveringer på MARI-plattformen skal være løst.</p>	<p>En løsning skal findes i MARI-projektet.</p>	<p>Senest ved Energinets overgang til MARI, tidligst i 2026.</p>
<p>Behov for udbedring af minimumsløsninger i IT-understøttelsen.</p> <p>Afsnit 4.2.1.</p>	<p>Energinet skal have udbedret eksisterende minimumsløsninger i IT-understøttelsen af nyligt implementerede og igangværende markedsimplementeringsprojekter.</p>	<p>IT-ressourcer prioriteres til udbedring af minimumsløsninger løbende i takt med, at der frigives ressourcer efter go-lives.</p>	<p>I løbet af 2025 og 2026.</p>
<p>IT-robusthed.</p> <p>Afsnit 4.1.4 og 4.3.4.</p>	<p>Behov for mere robust IT-understøttelse gennem en konsolidering af IT-systemer og forbedring af back-up/fall-back-løsninger ved IT-nedbrud eller -fejl, fordi systemdriften er mere sårbar overfor IT-nedbrud efter overgang</p>	<p>Energinet har nedsat en dedikeret styre- og arbejdsgruppe, der i 2025 vil identificere og igangsætte nødvendige nye initiativer for at</p>	<p>Dette arbejde foregår allerede løbende i de enkelte implementeringsprojekter.</p>

	til særligt 15 min MTU og automatisk balancering (mFRR EAM).	blive klar til implementering af 30 min ID CZ GCT fra 2029.  Dette arbejde vil også omfatte prioritering af initiativer til konsolidering af Energinets IT-systemer.	Nye initiativer identificeres og igangsættes i løbet af 2025. Nye initiativer implementeres løbende frem mod 1. januar 2029.
Manuelle værktøjer i ubalancerhåndteringen.  Afsnit 4.1.1, 4.2.1, 4.2.2, 4.3.1 og 4.3.3.	Håndtering af ubalancer skal i udgangspunktet foregå automatisk – hvis manuelle værktøjer skal kunne tages i brug (f.eks. ASP'er eller loop flows), så skal de kunne aktiveres før ID-markedet lukker. Der er under alle omstændigheder behov for mere klarhed om hvilken rolle, manuelle værktøjer kan/skal spille i systemdriften fremadrettet.	Energinet har nedsat en dedikeret styre- og arbejdsgruppe, der i 2025 vil identificere og igangsætte nødvendige nye initiativer for at blive klar til implementering af 30 min ID CZ GCT fra 2029.  Prioritering af manuelle værktøjer afklares som en del af dette arbejde.	Initiativer identificeres og igangsættes i løbet af 2025. Nye initiativer implementeres løbende frem mod 1. januar 2029.
Manglende automatisering af lokal flaskehalthåndtering.  Afsnit 4.1.2, 4.2.1, 4.2.2, 4.3.2 og 4.3.4.	Håndteringen af lokale flaskehalse skal så vidt muligt være automatiseret.	Arbejdet med lokal flaskehalthåndtering er allerede i gang, men kræver yderligere IT-ressourcer for bl.a. at understøtte automatisk bududvælgelse af BNA-anlæg og øvrige mFRR-bud.	De nødvendige IT-ressourcer er endnu ikke prioriteret. Der er for nuværende ikke lagt en tidsplan, der sigter efter at have en automatiseret proces inden 1. januar 2029.
Strukturel håndtering af lokale flaskehalse.	Lokale flaskehalse skal så vidt muligt håndteres strukturelt og ellers så tidligt som muligt driftsmæssigt af hensyn til at undgå risiko for forsyningssikkerheden.	Energinet har nedsat en dedikeret styre- og arbejdsgruppe, der i 2025 vil identificere og igangsætte nødvendige nye initiativer for at	Ny 400 kV-forbindelse på Vestkysten forventes færdig i 2027.

<p>Afsnit 4.1.2, 4.2.1, 4.2.2, 4.3.2 og 4.3.4.</p>		<p>blive klar til implementering af 30 min ID CZ GCT fra 2029.</p> <p>Eventuel igangsættelse af strukturelle initiativer (udover allerede besluttet netudbygning) til håndtering af lokale flaskehalse kan være en del af det arbejde.</p>	<p>Netudbygning på Sydsjælland og Lolland-Falster foregår løbende.</p> <p>Udfordringer med lokale flaskehalse forventes at fortsætte grundet den fortsatte udbygning af VE.</p> <p>Yderligere markedsinitiativer identificeres og igangsættes eventuelt i løbet af 2025. Da der her er tale om strukturelle markedsinitiativer, er det usikkert, om de er implementeret 1. januar 2029.</p>
<p>Ubalancehåndtering. Afsnit 4.1.1 og 4.2.2.</p>	<p>Markedsaktører skal have tilpas/styrket incitament til at selvbalancere for at undgå, at Energinets systemdrift står med for store ubalancer tæt på driftskvarteret.</p>	<p>1) Nyt design for ubalancepris, så den også reflekterer pris for aFRR (og ikke blot mFRR).</p> <p>2) Ubalancegebyret ændres, så det også tager højde for øget reserveindkøb grundet ubalancer.</p>	<p>1) Go-live af nyt ubalancedesign d. 18. marts 2025.</p> <p>2) Gradvis implementering efter godkendelse af FSTS (forventes tidligst 2026).</p>
<p>Store og ukendte ubalancer drevet af uoverensstemmelser mellem</p>	<p>Datakvaliteten og præcisionen af køreplaner skal styrkes for at understøtte KCs evne til automatisk at håndtere ubalancer og lokale flaskehalse.</p>	<p>Løbende indsats med aktørdialog skal sikre væsentligt større overensstemmelse mellem aktørernes køreplaner og den faktiske drift.</p>	<p>Den løbende indsats forventes at fortsætte med løbende fremskridt. Det vurderes ikke muligt at sætte en slutdato.</p>

køreplaner og faktisk drift.  Afsnit 4.1.1.			Arbejdet må forventes at skulle fortsætte også på den anden side af 2029.
Usikker markeds- og driftssituation.  Afsnit 4.1.1.	Det skal være muligt for KC at kunne planlægge længere frem end et kvarter ad gangen af hensyn til sikker drift. Dette stiller større krav til automatisering og præcise prognoser.	Energinet har nedsat en dedikeret styre- og arbejdsgruppe, der i 2025 vil identificere og igangsætte nødvendige nye initiativer for at blive klar til implementering af 30 min ID CZ GCT fra 2029.  Dette arbejde vil også omfatte mulige initiativer, der kan forbedre planlægningshorisonten for KC.	Initiativer identificeres og igangsættes i løbet af 2025. Nye initiativer implementeres løbende frem mod 1. januar 2029.

Tabel 1: Handlingsplan for implementering af 30 min ID CZ GCT senest 1. januar 2029.

## 6. Offentlig høring og inddragelse af input fra aktører

Nærværende anmodning er jf. CACM art. 12 underlagt krav om en offentlig høring af minimum 1 måneds varighed. Energinet har derfor udlagt nærværende anmodning til offentligheden gennem Energinets høringsportal. Anmodningen har været i offentlig høring fra 20. december 2024 til 31. januar 2025. Energinet modtog ifm. høringen seks høringssvar, som er kommenteret i det særskilte høringsnotat. Energinet har på baggrund af input foretaget mindre justeringer i den endelige anmodning til Forsyningstilsynet.

## 7. Definitioner og forkortelser

AOF	"Activation Optimization Function"	Optimeringsalgoritme, der clearer mFRR EAM.
ASP	"Agreed Support Power"	TSO-TSO-handel.
BNA	"Begrænset Netadgang"	
BRP	"Balancing Responsible Party"	Balanceansvarlig aktør.
BSP	"Balancing Service Provider"	Aktør, der leverer ydelser på balance-markedet.
CMM	"Capacity Management Module"	
EAM	"Energy Activation Market"	Energiaktiveringsmarked.
EBGL	"Electricity Balancing Guideline"	Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet.
EMDR	"Electricity Market Design Reform"	Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2024/1747 af 13. juni 2024 om ændring af forordning (EU) 2019/942 og (EU) 2019/943 for så vidt angår forbedring af udformningen af Unionens elektricitetsmarked
ID CZ GCT	"Intraday Cross-Zonal Gate Closure Time"	Lukketid for det budområdeoverskridende intraday-marked.
MARI	"Manually Activated Reserves Initiative"	Den europæiske platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med manuel aktivering (mFRR).
MOL	"Merit order liste"	En liste, der rangerer aktørbud efter pris (fra billigst til dyrest).
MTU	"Market Time Unit"	MTU refererer til den mindste tidsenhed, som elektricitet kan handles og afregnes på i markedet.
N-1	"N minus 1"	Forsyningssikkerhedsprincip, der betyder, at systemet på ethvert tidspunkt skal kunne klare udfald af den største enhed i systemet.
NBM	"Nordic Balancing Model"	Program for udvikling af det nordiske balance-marked i overensstemmelse med Europæisk lovgivning.
NEMO	"Nominated Electricity Market Operator"	Elbørs.
PICASSO	"Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation"	Den europæiske platform for udveksling af balanceringsenergi fra frekvensgenoprettelsesreserver med automatisk aktivering (aFRR).
SIDC OPSCOM	"Single Intraday Coupling Operational Committee"	