



ENERGINET
El-systemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
20. juli 2020

Forfatter:
AIE/AIE

NOTAT

BAGGRUND FOR ÆNDRINGER I INDMELDING AF KØREPLANER OG TILGÆNGELIGHEDSDATA I FORSKRIFT C3

Indhold

1. Indledning.....	2
1.1 Juridisk baggrund.....	6
2. Køreplaner.....	8
2.1 Juridisk baggrund.....	8
2.2 Køreplansdata til understøttelse af CGM.....	9
2.3 Vindkraft og VE.....	13
2.4 Elektriske energilageranlæg.....	15
3. Tilgængelighed.....	16
3.1 Juridisk baggrund.....	16
3.2 Ændringer i krav til indmelding af tilgængelighed.....	17
4. Udveksling af data.....	20
4.1 Dataudvekslingsvej.....	20
4.2 Ændringer i udvekslingsformat.....	23
5. Produktionsplaner for reserveforpligtelser.....	27

1. Indledning

I dette dokument gives baggrunden for ændringer i indmeldinger af køreplaner samt i indmelding af tilgængelighedsdata, som træder i stedet for henholdsvis døgnprognose og 4-ugersprognose.

I forbindelse med indførelsen af et fælles europæisk marked for elektricitet er der fundet behov for opbygning af en fælles europæisk netmodel, hvor der blandt andet skal sikres den bedst mulige tildeling af kapacitet for day-ahead-markedet, så nettet udnyttes mest optimalt.

Da forsynings sikkerheden i et vist omfang er ved at blive et europæisk anliggende, og ikke kun et rent nationalt anliggende, er det også fundet relevant, at den europæiske, fælles netmodel, skal benyttes til at se på tilgængeligheden af anlæg på både kort og langt sigt (dage, uger, måneder, år).

For at understøtte arbejdet med den fælles netmodel er der indført forskellige krav gennem flere EU-forordninger. Energinet skal opbygge individuelle netmodeller, som indsendes til en RSC (regional sikkerhedskordinator) og sammen med øvrige nationale modeller smeltes sammen i fælles netmodeller. For at kunne indsende komplette, individuelle netmodeller er der behov for supplerende data udover de data, Energinet tidligere har modtaget.

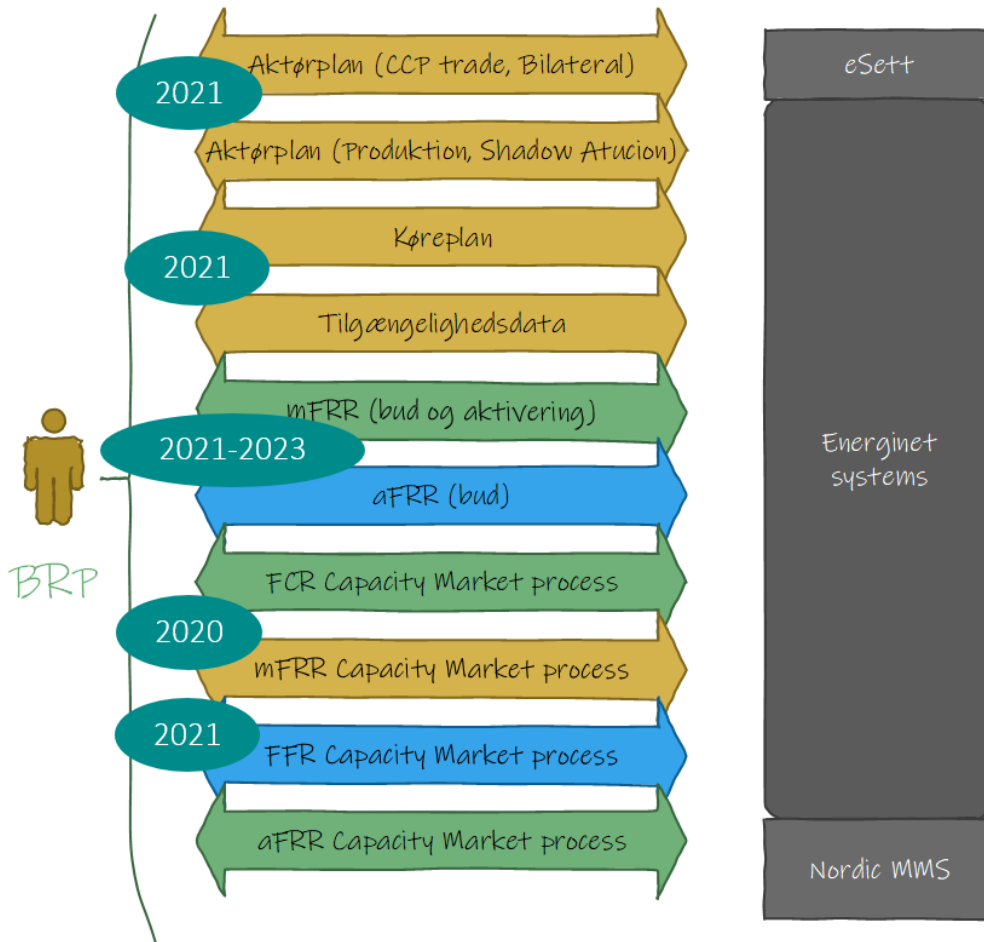
Energinet har valgt at indarbejde krav til levering af disse supplerende data i C3, så der skal leveres samlede datasæt med alle nødvendige data til Energinet, uafhængigt af om disse data benyttes af Energinet til analyser af forsynings sikkerheden og baggrund for balanceringen, eller om de benyttes til Energinets opbygning af individuelle netmodeller, som videresendes til RSC'ernes opbygning af fælles netmodeller.

I forbindelse med forhøringen har Dansk Energi ganske rigtigt bemærket, at der er mange ændringer på vej inden for de områder, som C3 dækker, herunder ændringer i den nordiske balanceafregning, europæisk integration af regulerkraft-/mFRR-markedet, ny lovgivning om markedsgørelse af ydelser og ændrede krav til data, eksempelvis til brug i den nordiske fælles netmodel (Common Grid Model (CGM)). På den baggrund er fremsat ønske om, at C3 ændres på én gang. Dette er desværre ikke muligt, da Energinet, bl.a. på baggrund af krav i EU-forordninger, er forpligtet af forskellige ændringer, som gennemføres med forskellige terminer.

Med denne ændring til C3 er det forsøgt at indeholde alle kendte ændringer inden for køreplaner og tilgængelighed/prognose, således at der revideres hele kapitler, som forhåbentlig kun i marginalt omfang rammes af konsekvensrettelser i forbindelse med ændringerne inden for de øvrige områder.

Der er ikke indarbejdet ændringer til kapitlet Aktørplaner, mens der til kapitlet Regulerkraft er ændret på krav til planer for vindkraft, så der i stedet henvises til VE, svarende til ændringen under køreplaner.

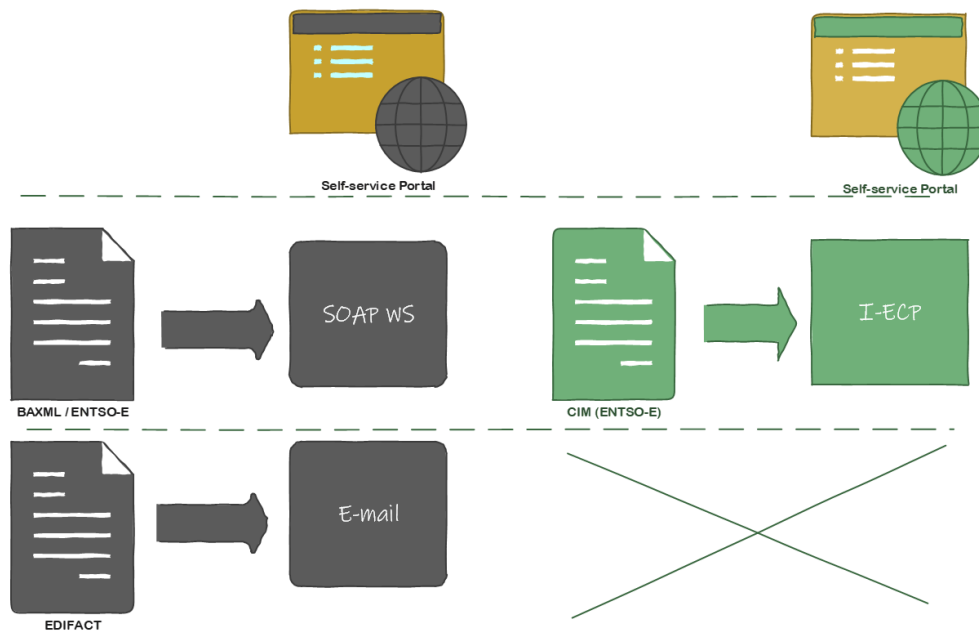
Som overordnet perspektiv for dataudveksling arbejder Energinet hen imod standardiseret format og udvekslingsvej. Dette forsøges indarbejdet, når der sker andre ændringer i dataudveksling. Målet med anvendelse af standarder er, at branchen konsoliderer i forhold til Norden og Europa på et strategisk niveau. Arbejdet gøres nemmere, når der anvendes internationale standarder. I Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2004/17/EF af 31. marts 2004 om samordning af fremgangsmåderne ved indgåelse af kontrakter inden for vand- og energiforsyning, transport samt posttjenester ("forsyningsvirksomhedsdirektivet") er fastlagt, hvordan Energinet skal prioritere anvendelse af de relevante standarder i forbindelse med kontraktindgåelse. Disse anvisninger benyttes mere generelt, da Energinet på egne systemer kan komme i en situation, hvor der er behov for indkøb. Prioriteringen fastsætter, at man først bruger de europæiske CEN, CENELEC, ETSI og derefter de FN-forankrede standarder fra ISO, IEC, ITU, før nationale eller andre standarder tages i betragtning. Den foreløbige plan for denne overgang til standardiseret form og udvekslingsformat er vist i nedenstående figur.



Cybersikkerhed og informationssikkerhed har stor betydning for udveksling af data, og Energinet arbejder løbende med at sikre, at udveksling af data sker på en sikker måde.

Gennem et EU-mandat til de europæiske standardiseringsorganisationer er syv kernestandarder med fokus på digitalisering og informationsudveksling i elsystemet blevet udvalgt. Markedsmæssigt har Energinet på TSO-TSO-niveau og på nordisk niveau for markedet taget udgangspunkt i dette arbejde og valgt, at der skal anvendes: IEC 62325 (CIM1 for Market), herunder også IEC 62325-503 (MADES) og CIM-XML.

Dette betyder, at der arbejdes mod en ændring af dataudvekslingen for alle datasæt, så de i fremtiden udveksles, som det er beskrevet i MADES-standarden. I forbindelse med ændringer til de enkelte datasæt, implementeres denne nye løsning. Nedenstående figur viser eksisterende og kommende muligheder for dataudveksling.



Ovenstående ændringer til krav til dataudveksling er med dette forslag til forskriftændring flyttet fra Energinets forskrift F til Energinets forskrift C3

Energisystemet er under udvikling på flere områder, og introduktionen af yderligere vedvarende energi (VE) medfører et behov for at lagre elektricitet fra tidspunkter med f.eks. meget vind og sol til tidspunkter, hvor denne produktionskapacitet ikke findes. Derfor forventer vi en udvikling, hvor der indføres større og flere elektriske energilagerenheder. Det har tidligere været uklart, hvorledes disse enheder skulle indplaceres i forhold til indlevering af køreplaner, og dette forsøges løst med ændringer i C3.

Forud for denne høring er der blevet afholdt flere offentlige aktørmøder med henblik på at inddrage aktørernes perspektiver i fastsættelsen af regler.

Oprindeligt blev der i 2017 afholdt to møder om ændringer til køreplansindmelding på baggrund af GLDPM. Efter en udsættelse af anmeldelsen, da den europæiske netmodel endnu ikke var klar til modtagelse af data, blev arbejdet genoptaget i 2019. Her blev afholdt et aktørmøde om ændringer til køreplaner og tilgængelighedsdata. Efterfølgende er der i 2020 afholdt to møder om de IT-relaterede ændringer. På disse møder blev de fremtidige principper for ændringer til dataudveksling og -format gennemgået. Desuden blev der fremlagt en roadmap med forventninger til tidsforløbet for disse ændringer.

Inden denne høring er et udkast til C3 sendt i forhøring ved relevante aktører primo juni på baggrund drøftelser på aktørmødet i 2019, hvor deltagerne udtrykte ønske om at få mulighed for at foretage eventuelle afklaringer inden høringen. I denne sammenhæng er modtaget ét svar, som har givet anledning til rettelser, og øvrige bemærkninger er forsøgt besvaret i dette baggrundsnotat.

1.1 Juridisk baggrund

Det følger af § 27 a, stk. 1 i elforsyningsloven¹, at Energinet som systemansvarlig virksomhed har ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf.

Et transmissionssystem opretholdes i normal tilstand ved at sikre opretholdelse af den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningssystem, ligesom tilstedeværelsen af en tilstrækkelig produktionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem sikres.

Energinets beføjelser til at indhente nødvendige oplysninger til brug for bl.a. at sikre den tekniske kvalitet og balance i det kollektive elforsyningsnet reguleres hovedsageligt af EU-netregler suppleret af nationale bestemmelser.

Kommissionens forordning nr. 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger (herefter benævnt CACM) fastsætter harmoniserede minimumsregler for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger i EU. Formålet med CACM er i sidste ende at skabe en fælles day-ahead- og intra-day-kobling med henblik på at fremme handel med elektricitet i EU og opnå en mere lønsom udnyttelse af nettet samt øge konkurrenceevnen til gavn for forbrugerne. CACM trådte i kraft den 14. august 2015. GLDPM er en metode udarbejdet i henhold til art. 16 i CACM. Metoden trådte i kraft den 6. januar 2018.

GLDPM retter sig mod elproducenter, balanceansvarlige, distributionssystemoperatører/net-selskaber og store forbrugere, og metoden fastsætter, hvilke produktionsenheder og forbrugsenheder, der er forpligtede til at afgive data til deres respektive TSO.

Derudover fastsætter GLDPM, hvilke data produktionsenheder og forbrugsenheder skal fremsende til TSO'erne, herunder oplysninger om tekniske karakteristika, tilgængelighed, produktionsenheders produktionsplaner og relevante tilgængelige oplysninger om lastfordeling for produktionsenheder og forbrugsenheder, jf. CACM, artikel 16, stk. 2 og 3.

Data om produktion og forbrug er nødvendige for, at TSO'erne kan beregne den fælles netmodel (CGM). Det følger af CACM, artikel 2, stk. 2, at den fælles netmodel er et datasæt, der dækker hele Unionen, og som flere TSO'er er blevet enige om.

Alle TSO'er skal udarbejde individuelle netmodeller af deres egne systemer og fremsende disse til de RSC'er, der er ansvarlige for sammenstillingen af den fælles netmodel. Den individuelle model skal omfatte data fra produktionsenheder og forbrugsenheder.

TSO'ernes rettighed til de relevante data forudsætter, at der er tale om minimumsoplysninger, der er nødvendige for, at TSO'erne kan opbygge deres individuelle netmodeller, eller er vigtige for at etablere den fælles, europæiske netmodel.

En yderligere forudsætning for, at TSO'erne har ret til at få de relevante data med hjemmel i GLDPM, er, at informationen ikke allerede er tilgængelig for TSO'erne gennem lovgivning eller anden form for juridisk bindende ordning.

¹ Bekendtgørelse nr. 119 af 6. februar 2020 af lov om elforsyning

GLDPM relaterer sig alene til den fælles netmodel og påvirker ikke eksisterende eller fremtidige forpligtelser til at fremsende data eller tidsfrister i relation til nogen anden systemoperatørproces.

GLDPM giver hver TSO kompetence til at implementere reglerne på den mest omkostningseffektive måde på nationalt plan. GLDPM giver mulighed for fortsættelse af eksisterende mekanismer til indberetning af data, der eksisterer i de enkelte jurisdiktioner i hele EU, hvilket skal sikre minimal påvirkning af aktørerne.

Energinets forpligtelse til at opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningssystem og til at sikre tilstedeværelsen af en tilstrækkelig produktionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem reguleres af Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitets-transmissionssystemer (herefter SO GL). SO GL's bestemmelser finder anvendelse på forskellige nærmere angivne tidspunkter, som strækker sig fra tidspunktet for forordningens ikrafttræden og indtil 2020.

KORRR er en metode, som er udarbejdet i medfør af SO GL, artikel 40, stk. 6 og vedrører centrale, organisatoriske krav, roller og ansvarsområder i forbindelse med dataudveksling af strukturelle, planlagte og realtidsdata mellem TSO'er (transmissionssystemoperatører), DSO'er (distributionssystemoperatører) og BNB'er (betydelige netbrugere) i medfør af SO GL, artikel 41-53. De organisatoriske krav, roller og ansvarsområder tager hensyn til og supplerer om nødvendigt driftsbetingelserne i GLDPM.

KORRR-metoden giver overordnet set TSO'en adgang til data til brug for driftssikkerhedsplanlægning og drift i (næsten) realtid og gør dermed TSO'en i stand til at opretholde systemsikkerheden, herunder sikre at de leverede data benyttes til at opbygge en individuel netmodel for den respektive TSO's observationsområde i medfør af SO GL, artikel 66. De individuelle netmodeller sammenstilles til en fælles (regional) netmodel i medfør af SO GL, artikel 67, 69 og 70, der muliggør sikkerhedsanalyse på regionalt niveau.

2. Køreplaner

Kravene til aktørerne til indberetning af køreplaner til Energinet fremgår af Energinets Forskrift C3: Planhåndtering og daglige procedurer – Kapitel 3, Aktørplan, §§ 5-8.

I dag benyttes køreplaner som grundlag for Energinets balancering af elsystemet sammen med prognoser for vind og forbrug, og på baggrund af disse data forudsiges løbende, hvordan balancen vil udvikle sig. Ud fra denne forudsigelse indkøbes manuel regulering ”på forkant” for at mindske benyttelse af automatisk regulering. Dette betyder, at det samlede indkøb af automatiske reserver kan formindskes, hvilket følger princippet om optimering mellem den højest samlede effektivitet og de lavest samlede omkostninger for alle parter.

Med introduktionen af den fælles netmodel (CGM) og den tilhørende metode for indhentning af køreplansdata (GLDPM) er der givet en ramme for, hvilke data der skal benyttes. Samtidig er det foreskrevet, at der kun må indhentes nye data, hvor data ikke allerede findes tilgængeligt hos TSO'en. På den baggrund er det besluttet fra Energinets side, at køreplansdata benyttes som grundlag for udviklingen af den individuelle netmodel (Individual Grid Model - IGM), som skal leveres videre til CGM, da disse data i forvejen er opstillet i en næsten tilsvarende model og benyttes til tilsvarende netberegninger på nationalt plan.

Med ønsket om udvikling af CGM er det væsentligt, at der er en ensartethed i data, der modtages. GLDPM har dannet baggrund for de ændringer til køreplansdata, som Energinet nu vil stille krav om i C3. Størstedelen af de ønskede data er allerede tilgængelige med de nuværende krav i C3, men der udestår enkelte data fra både produktions- og forbrugsenheder.

2.1 Juridisk baggrund

Energinets hjemmel til at indhente nødvendige oplysninger omkring køreplaner hos brugerne af nettet reguleres af SO GL, artikel 40, 46, 49 og 52 samt GLDPM, artikel 8-13.

BNB'ere, som er anlægsejere af produktionsenheder tilsluttet transmissionssystemet, skal levere køreplansdata til Energinet. Dette indbefatter blandt andet levering af data om ”output af aktiv effekt og reserver, der er tilgængelige på day-ahead- og intraday-basis” og ”enhver forudset begrænsning af evnen til at regulere reaktiv effekt” i henhold til SO GL, artikel 46, stk. 1, litra a og c.

BNB'ere, som er anlægsejere af en type B-, C- eller D-produktionsenhed tilsluttet distributionsystemet, skal levere køreplansdata til Energinet. Dette indbefatter blandt andet levering af data om ”prognosticeret planlagt output af aktiv effekt ved tilslutningspunktet” og ”enhver forudset begrænsning af evnen til at regulere reaktiv effekt” i henhold til SO GL, artikel 49, stk. 1, litra a og b.

Ejere af transmissionstilsluttede forbrugsanlæg skal levere køreplaner til Energinet. Dette indbefatter blandt andet levering af data om ”det planlagte aktive og prognosticerede reaktive forbrug på day-ahead- og intraday-basis, herunder ændringer af disse planer eller prognoser” i henhold til SO GL, artikel 52, stk. 2, litra a.

BNB'ere, som er distributionstilsluttede forbrugsanlæg, der leverer regulerkraft, skal levere køreplaner til Energinet. Dette indbefatter blandt andet levering af data om ”den strukturelle minimums- og maksimumseffekt, der er tilgængelig for efterspørgselsreaktion, og maksimums-

og minimumsvarigheden af enhver potentiel anvendelse af denne effekt til efterspørgselsreaktion, en prognose for ubegrænset aktiv effekt, der er tilgængelig for efterspørgselsreaktion, og eventuelt planlagt efterspørgselsreaktion, realtidsdata om aktiv og reaktiv effekt ved tilslutningspunktet og en bekræftelse af, at estimeringerne af de faktiske værdier for efterspørgselsreaktion anvendes" i henhold til SO GL, artikel 53, stk. 1.

Det fremgår af GLDPM, artikel 8, stk. 4, litra b og stk. 7, litra a, at der i datagrundlaget for produktionsenheder skal ske en opdeling på primære brændselstyper i overensstemmelse med de brændselstyper, der anvendes i artikel 3 i Kommissionens forordning (EU) nr. 543/2013 af 14. juni 2013 om indsendelse og offentliggørelse af data på elektricitetsmarkederne og om ændring af bilag I til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 714/2009, jf. GLDPM, artikel 4, stk. 3.

For produktionsanlæg, der indgår i sikkerhedsberegningerne, som nationalt gælder anlæg større end 10 MW, skal køreplanerne opdeles på generatortyper, som det er beskrevet i GLDPM, artikel 8, stk. 1 og 2. For disse anlæg skal også indmeldes reaktiv effektbegrænsning, jf. artikel 8, stk. 5.

Det følger ligeledes af GLDPM, artikel 8, stk. 1, litra a, at alle enheder på højt spændingsniveau skal indmelde enkeltplaner.

Det følger af GLDPM, artikel 11, at der skal ske indmeldinger af planer for større forbrugsenheder og forbrugsenheder på transmissionsnettet.

Da elektriske energilageranlæg påvirker elsystemet på samme måde som produktions- og forbrugsenheder, og da data om produktion og forbrug er nødvendige for, at TSO'erne kan beregne den fælles netmodel (CGM), er disse omfattet af GLDPM

De ændrede krav til data til køreplaner forventes ikke at skulle godkendes af Forsyningstilsynet, da metoden GLDPM blev godkendt den 10. januar 2017.

2.2 Køreplansdata til understøttelse af CGM

Eksisterende C3	Ny tekst i C3
§5 stk. 4, c. For regulerbare anlæg < 10 MW (ikke vindkraft) indmeldes en sum for alle anlæg	<u>Primær brændselstype</u> §5 stk. 6, c. For regulerbar produktion, som ikke er omfattet af litra a og b, indmeldes en sum pr. primær brændselstype.
§5 stk. 4, 2. For regulerbare anlæg ≥10 MW (ikke vindkraft) indmeldes én effektplan pr. anlæg. § 6 Køreplanen for produktionsbalanceansvarlige aktører skal som minimum indeholde følgende tidsserier:	<u>Pr. generator</u> §5 stk. 6, b. For regulerbar produktion ≥10 MW og produktion tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan <u>pr. generatortype</u> . § 6 Køreplanen for produktionsbalanceansvarlige aktører skal som minimum indeholde

<p>1. Produktionsplan pr. anlæg/sum af anlæg i MW</p> <p>2. Aktuel minimumkapacitet pr. anlæg i MW (≥ 10 MW)</p> <p>3. Aktuel maksimumkapacitet pr. anlæg i MW (≥ 10 MW).</p>	<p>følgende tidsserier for hver af enhederne generator/sum af anlæg:</p> <p>a) Produktionsplan pr. enhed i MW</p> <p>b) Aktuel minimumkapacitet pr. enhed i MW</p> <p>c) Aktuel maksimumkapacitet pr. enhed i MW.</p>
<p>§5 stk. 4, 2.</p> <p>For regulerbare anlæg ≥ 10 MW (ikke vindkraft) indmeldes én effektplan pr. anlæg.</p>	<p><u>Højt spændingsniveau</u></p> <p>§5 stk. 6, b.</p> <p>For regulerbar produktion ≥ 10 MW og produktion <u>tilsluttet transmissionsnettet</u> indmeldes én effektplan pr. generatortype.</p>
	<p><u>Reaktiv effektbegrænsning</u></p> <p>§6 stk. 2</p> <p>Der skal indmeldes reaktiv effekt begrænsning hhv. undermagnetiseret og overmagnetiseret i selvbetjeningsportalen for enheder under §5, stk. 6, litra b.</p>
<p>§5 stk. 3</p> <p>Stk. 3. Effektplanerne skal til enhver tid afspejle den forventede drift af produktionsanlæggene og det regulerbare forbrug.</p> <p>Ikke angivet</p> <p>§5 stk. 4, 5.</p> <p>For regulerbart forbrug < 10 MW indmeldes en sum for alle forbrugssteder.</p>	<p><u>Forbrug</u></p> <p>§5 stk. 3</p> <p>Stk. 3. Effektplanerne skal til enhver tid afspejle den forventede drift.</p> <p>§5 stk. 6, e.</p> <p>For forbrug ≥ 10 MW med forbrug > 100.000 kWh om året, og forbrug tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. forbrugssted.</p> <p>§5 stk. 6, f.</p> <p>For regulerbart forbrug < 10 MW, som ikke er omfattet af litra d eller e, indmeldes en sum for alle forbrugssteder.</p> <p>§ 6 stk. 5</p> <p>Køreplan for forbrugsbalanceansvarlige aktører med forbrug tilsluttet transmissionsnettet skal indeholde følgende tidsserier:</p> <p>a) Samlet forbrug pr. forbrugssted i MW</p>

De ændringer, der indføres til køreplanerne, er betinget af behovet om levering af data til den fælles netmodel (CGM) og er baseret på kravene i GLDPM. Energinet skal sikre levering af data i en individuel netmodel (IGM), hvor der er krav til, hvilke data der skal indgå. De efterspurgte data er på den baggrund nødvendige data.

For at opbygge en national netmodel er der behov for ensartede data på tværs af landet. Dansk Energi efterspørger i svar på kommenteringsrunde en mulighed for, at nogle typer planinformation kan tilkøbes som en markedsydelse. Det er umiddelbart vores opfattelse, at denne type information ikke kan konkurrenceudsættes, da der kun vil være en part, der kan indsende de pågældende data for det enkelte anlæg. Udvalgte data fra en lavestbydende vil ikke umiddelbart kunne repræsentere anlægsp porteføljen for alle tilsluttede anlæg, da valg i markedet vil afhænge af det enkelte anlægs forretningsmodel og driftssituation.

I Dansk Energis svar er anført, at definitionen af 'regulerbar produktion' er uklar. Al produktion deltager i markedet og er derfor pr. Energinets definition regulerbar. På samme vis er alt forbrug pristager i markedet og kan reagere på markedets prissignal. I det perspektiv er også al forbrug regulerbart.

Energinet har forsøgt at belyse dette i vejledningen til C3 med beskrivelsen: "Hvis et VE-anlæg aktivt anvendes i markedet (enten day-ahead-marked, intraday-marked eller regulerkraftmarked), indgår dette som regulerbar produktion. VE-anlæg, som kan styres, og hvor det ikke er muligt for Energinet at skønne anlæggets produktion ud fra almindeligt tilgængelige data, anses også som regulerbar produktion. Et ikke-regulerbart VE-anlæg kan være et solcelleanlæg eller en vindmølle." Årsagen til, at begrebet 'regulerbar produktion' benyttes, er, at der er et ønske om at undtage anlæg, som Energinet kan udarbejde en kvalificeret prognose for, ligesom der tidligere var en undtagelse for vindkraft.

For produktionsenheder modtager Energinet i dag ikke en opdeling af data på primær brændselstype, som angivet i GLDPM, artikel 8, stk. 4, litra b, samt stk. 7, litra a. For at understøtte de balanceansvarliges mulighed for at indmelde planer med god kvalitet vil Energinet give mulighed for, at den balanceansvarliges kan se, hvilke brændselstyper de enkelte anlæg har i porteføljen. Eventuelle input til, hvordan dette etableres bedst muligt, er velkomne, da systemet endnu ikke er opbygget.

For produktionsanlæg, der indgår i sikkerhedsberegningerne, altså anlæg større end 10 MW, skal køreplanerne opdeles på generatortype, som det er beskrevet i GLDPM, artikel 8 stk. 1 og 2, og for disse anlæg skal også indmeldes reaktiv effektbegrænsning, jf. GLDPM, artikel 8, stk. 5. Da reaktiv effektbegrænsning sjældent ændres, er det efter dialog med aktørerne valgt, at denne indmelding kan ske via selvbetjeningsportalen og indgå som "stamdata" for anlægget.

Energinet har i forbindelse med udgivelsen af GLDPM afklaret, at opdeling af planer pr. generatortype skal ske, hvis de enkelte generatorer har forskellige tekniske egenskaber. Hvis et produktionsanlæg består af identiske eller ensartede generatorenheder (inklusive drivmaskine og brændsel), kan der leveres en samlet plan. Ud fra denne afklaring er det beskrevet i vejledningen, at opdeling af anlæggets effektplaner på generatortyper sker ud fra generatorernes statiske og dynamiske egenskaber. Hvis et anlæg består af flere ensartede generatorer med samme statiske og dynamiske egenskaber, kan disse samles i en tidsserie for anlægget, og ellers skal der leveres en tidsserie pr. generator.

Der stilles også krav om, at alle enheder på højt spændingsniveau skal indmelde enkeltplaner, jf. GLDPM, artikel 8, stk. 1, litra a. Det er valgt at lade kravet gælde for alle enheder, der er tilsluttet transmissionsnettet, da alle anlæg tilsluttet transmissionsnettet er større end 10 MW,

og der derfor allerede er krav om, at disse anlæg skal indlevere køreplaner, da de indgår i sikkerhedsberegningerne, jf. artikel 8, stk. 1, litra b. Der forventes ikke fremtidige tilslutninger af anlæg mindre end 10 MW til transmissionsnettet.

Ud fra beskrivelsen i GLDPM, artikel 11, forventes det, at der sker indmeldinger af planer for større forbrugsenheder og forbrugsenheder på transmissionsnettet. På denne baggrund er krav til levering af planer for disse enheder indarbejdet i kravene til køreplaner. Større forbrugsenheder kan påvirke den samlede netmodel, og det vil være sværere at forudsige forbruget på større enkeltenheder, da der ikke kan ske en statistisk udjævning af fejl over en større ensartet portefølje.

I den nuværende version af C3 efterspørges køreplaner for forbrugsanlæg, som deltager i systemdelsesmarkederne, og dette er ikke ændret i denne høringsversion. Indmeldingen af køreplaner for forbrugsanlæg gælder i den nuværende form det fulde forbrugsanlæg, mens indmelding af maks og min går på mulighederne for regulering af forbruget. Dansk Energi har foreslået, at disse planer kun bør indeholde den fleksible del af forbruget i stedet for det fulde forbrug for enheden, og at indmelding af maks og min ikke er relevant. Energinet vil gerne høre, hvilke holdninger der er til dette forslag, og svar ønskes suppleret med forslag til, hvordan et fremtidigt krav kan formuleres.

I Dansk Energis hørings svar er stillet spørgsmål til køreplaner for små elektriske anlæg. Hørings svaret angiver, at kravet om køreplaner fra små elektrisk anlæg ikke vil fungere i praksis. Der stilles spørgsmål om, hvorvidt der skal laves køreplaner for elbiler (125 KW er ikke urealistisk), og hvad der sker, når disse krydser prisområder.

For små anlæg er der stillet krav om, at de indgår i sumplaner for produktion, mens der ikke er krav til planer for små forbrugsanlæg, medmindre disse er tilsluttet transmissionsnettet eller indgår med fleksibelt forbrug. I forhold til krav om planer for fleksibelt forbrug er der ikke ændringer i forhold til de nuværende krav til køreplaner.

Energinet har primo 2017 forvarslet de relevante aktører, jf. GLDPM, artikel 18, stk. 2 om, hvilke data de er forpligtet til at sende til Energinet. På baggrund af en længere udviklingstid for CGM blev efterspørgslen af data udsat med baggrund i metodens grundforudsætning om, at "data må efterspørges af TSO'en for at etablere CGM", jf. GLDPM, artikel 3, stk. 1. Da udviklingen af CGM nu er på et stadie, hvor data forventes benyttet indenfor det næste halve til hele år, anser Energinet det for passende at anmelde ændringerne nu.

I forbindelse med afholdte aktørmøder er der blevet spurgt ind til, hvorfor kravene i forordningen og metoden ikke indføres på samme vis på tværs af Norden/Europa. Dette bunder i flere forhold. I forbindelse med Forsyningstilsynets godkendelse af GLDPM² blev der stillet krav om, at den nuværende proces for dataopsamling ikke må ændres, hvilket betyder, at balanceansvarlige fortsat skal levere alle køreplansdata til Energinet, mens netselskaber ikke skal levere data. Andre lande kan blandt andet på den baggrund have implementeret metodens krav væsentligt anderledes. Et andet forhold er, at metoden forudsætter, at der indhentes data for enheder, som modelleres detaljeret i IGM'en, og niveauet for, hvornår en enhed modelleres detaljeret, varierer væsentligt mellem de enkelte TSO'er og vil give forskellige udmøntninger i forskellige lande. Baggrunden for den væsentligt forskellige modellering består bl.a. i, at der er væsentlig forskel på de enkeltes landes produktionsporteføljer, hvor der i Danmark er mange små produktionsenheder, som derfor har betydning, når der skal opstilles en retvisende model.

² Godkendelse af metoden vedrørende fremsendelse af data om produktion og forbrug af 10. januar 2017.

Samtidig er der forskel på den generelle tilgang til balancering i de nordiske lande, hvor Energinet har valgt en proaktiv tilgang, hvor der sker indkøb af regulerkraft forud for en eventuel ubalance på baggrund af en prognose baseret på køreplaner og prognoser. På denne baggrund sker der et mindre træk på de automatiske reserver, og det samlede indkøb af reserver mindskes derfor. I Norden er påbegyndt et fælles arbejde, der har som mål at nedbringe købet af automatiske reserver. På baggrund af dette arbejde forventer Energinet, at der vil komme krav om indlevering af køreplaner på tværs af de nordiske lande. Det er uklart, om planerne kommer til at indeholde de samme data, som man efterspørger fra dansk side i dag. Uafhængigt af, hvilke data der efterspørgeres, er det dog forventningen, at nye køreplaner vil skulle leveres i det fælles, europæiske format, som Energinet nu vælger at gå over til (se **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet. Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.**).

Ændringerne til køreplansindmeldinger, som introduceres på baggrund af GLDPM, er gennemgået med aktørerne. I denne gennemgang blev to forskellige indmeldingsmetoder til indmelding af brændselstype for sumplaner gennemgået, og på baggrund af aktørernes ønske blev det valgt, at der stadig skulle indsendes sumplaner, nu fordelt på brændselstype. Som alternativ blev drøftet, at der skulle sendes enkeltplaner for alle anlæg, og at Energinet skulle tilknytte brændselstypen, som det er valgt for enkeltanlæg. Brændselstypen er givet fra stamdata som hovedbrændselstypen.

Overordnet set finder Energinet at ændringerne til køreplansindmeldinger understøtter SO GL's mål om at fremme koordineringen af systemdrift og driftsplanlægning, da data skal benyttes til indmeldinger til den fælles netmodel, som er grundlaget for en europæisk koordinering gennem RSC'erne.

2.3 Vindkraft og VE

Eksisterende C3	Ny tekst i C3
<p>§ 5 stk. 4, 2 For regulerbare anlæg ≥ 10 MW (ikke vindkraft) indmeldes én effektplan pr. anlæg.</p> <p>§ 5 stk. 4, 3 For regulerbare anlæg < 10 MW (ikke vindkraft) indmeldes en sum for alle anlæg.</p> <p>§ 5 stk. 5 For vindkraftværker bortset fra havmølleparker ≥ 25 MW gælder særlige regler:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Hvis den balanceansvarlige aktør aktivt anvender vindkraftværkerne i markedet, enten spotmarked, intraday marked eller regulerkraftmarked, gennem fjernstyring af vindmøllerne, skal den balanceansvarlige aktør indsende en særlig 5-minutters tidsserie med oplysninger 	<p>§ 5 stk. 6, b. For regulerbar produktion ≥ 10 MW og produktion tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. generatortype.</p> <p>§ 5 stk. 6, c. For regulerbar produktion, som ikke er omfattet af litra a og b, indmeldes en sum pr. primær brændselstype.</p> <p>§ 6 stk. 3 Ikke regulerbare VE-anlæg skal indsende en 5-minutters tidsserie pr. primær brændselstype, med oplysninger om, hvor mange MW (installeret effekt), som er lukket ned, i stedet for tidsserien i stk.1. Dette gælder ikke havmølleparker ≥ 25 MW,</p>

<p>om, hvor mange MW (installeret effekt) af den samlede bestand af driftsklare vindkraftværker, som er lukket ned.</p> <p>2. Hvis den balanceansvarlige aktør alene håndterer ikke-regulerbar vindkraft, skal aktøren ikke indsende effektplaner eller anden driftsinformation igennem driftsdøgnet.</p> <p>§ 7. stk. 1 Energinet skal til enhver tid kunne komme i kontakt med den balanceansvarlige aktør, hvis en balanceansvarlig aktør har balanceansvar for produktionsanlæg, der indeholder andet end ikke-regulerbar vindkraft eller balanceansvar for regulerbart forbrug.</p> <p>§ 12. stk. 5 Bud fra vindkraftværker, som ikke er havmølleparker ≥ 25 MW, må ikke puljes med andre typer produktionsanlæg. Regulerkraftbuddet må kun indeholde produktion fra vindkraftværker, der ikke ligger i kategorien havmølleparker ≥ 25 MW.</p>	<p>§ 7. stk. 1 Energinet skal til enhver tid kunne komme i kontakt med den balanceansvarlige aktør, hvis den balanceansvarlige aktør har ansvar for at indsende effektplaner eller anden driftsinformation igennem driftsdøgnet.</p> <p>§ 15. stk. 5 Bud fra VE-anlæg, som ikke er havmølleparker ≥ 25 MW, må ikke puljes med andre typer produktionsanlæg. Disse regulerkraftbud må ikke indeholde produktion fra havmølleparker ≥ 25 MW.</p> <p>§ 15. stk. 6 Regulerkraftbud, der omfatter VE-anlæg, skal opdeles pr. brændselstype og skal anføres en særlig produktkode. Produktkoden fremgår af Energinets forskrift F.</p>
---	--

I den nuværende version af C3 har der været en generel undtagelse for indlevering af køreplaner for landvindmøller, hvis de ikke blev benyttet i regulerkraftmarkedet, da det ikke var den enkelte anlægsejer, der bevidst valgte, om anlægget skulle køre eller stå stille den pågældende dag. Denne undtagelse har været baseret på en antagelse om, at Energinet kunne udarbejde prognoser for vind i lige så god kvalitet som de enkelte producenter, og at prognosen kun skulle udarbejdes ét sted, når Energinet påtog sig opgaven, hvilket følger princippet om optimering mellem den højest samlede effekt for de lavest samlede omkostninger.

Undtagelsen for krav om indmelding af køreplaner er med denne revision af C3 ud fra et ligebehandlingsprincip blevet udvidet til også at gælde for sol, da det vil være muligt at prognosticere produktionen fra solcelleanlæg på baggrund af vejrdato på samme måde, som det er tilfældet for vind. For ikke at udelukke eventuelle nye teknologier, som kunne sidestilles med sol og vind, er præmissen opstillet mere generelt, så den henviser til ikke regulerbare VE-anlæg.

Disse er i vejledningen beskrevet som følger: "Hvis et VE-anlæg aktivt anvendes i markedet (enten day-ahead-marked, intraday-marked eller regulerkraftmarked) indgår dette som regulerbar produktion. VE-anlæg, som kan styres, og hvor det ikke er muligt for Energinet at skønne anlæggets produktion ud fra almindeligt tilgængelige data, anses også som regulerbar produktion. Et ikke-regulerbart VE-anlæg kan være et solcelleanlæg eller en vindmølle."

En enkelt undtagelse fra Energinets mulighed for at give en retvisende prognose gælder situationen, hvor anlægsejer slukker for anlægget pga. reparation eller negative priser. I denne specifikke situation skal indsendes planer for nedlukningen.

Den tidligere undtagelse i § 5, stk. 5, 2, er nu gjort gældende ved at anvise omfanget af effektplaner i § 5, stk. 6, hvor kun regulerbar produktion skal levere effektplaner.

2.4 Elektriske energilageranlæg

Eksisterende C3	Ny tekst i C3
<p>Stk. 3. Effektplanerne skal til enhver tid afspejle den forventede drift af produktionsanlæggene og det regulerbare forbrug.</p>	<p>§5</p> <p>Stk. 3. Effektplanerne skal til enhver tid afspejle den forventede drift.</p> <p>Stk. 4. Elektriske energilageranlæg anses som forbrug eller produktion, når det aftager, henholdsvis leverer strøm til nettet, jf. dog stk. 5.</p> <p>Stk. 5 For de i stk. 4 nævnte elektriske energilageranlæg gælder følgende</p> <ol style="list-style-type: none"> Frem til 31/12 2021 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 10 MW. Fra den 1.1.2022 frem til den 31.12.2022 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 3 MW. Fra den 1.1.2023 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 125 kW.

Ud fra forventningen om, at andelen af elektriske energilageranlæg vil stige væsentligt de kommende år, er det fundet nødvendigt at tilføje bestemmelser, som sikrer, at den reelle udveksling af effekt bliver taget med i køreplanerne, da det forventes at energilageranlæggenes primære berettigelse er deres mulighed for at flytte energiproduktion og -forbrug i tid. Hvis energilageranlæg kun lagrer energi fra 1 brændselstype (fx sol og batteri i samme tilslutningspunkt), kan køreplanen summeres under denne brændselstype. Hvis energilageranlægget optager

energi fra nettet for efterfølgende afgivelse til nettet igen, skal brændselstypen øvrige benyttes.

Ændringen i C3 gennemføres med en overgangsordning, som for mindre og mellemstore enheder giver aktørerne mulighed for at afdække reaktionsmønstre og muligheder i markederne, før de forpligtes til indmelding. Dette giver i stort omfang aktørerne kendskab til regulering forud for deres investeringer og mulighed for at sikre den rette opsætning af systemer, som kan understøtte dataflow fra begyndelsen.

Udnyttelse af elektriske energilageranlæg i regulerkraftmarkedet og i forbindelse med regulerbart produktion/forbrug er allerede underlagt krav om levering af køreplan.

Udvekslingen af energi fra elektriske energilageranlæg sidestilles med produktion og forbrug, og indgår i disse planer, dog opdelt på brændselstype. For små anlæg er der stillet krav om, at de indgår i sumplaner for produktion, mens der ikke er krav til planer for små forbrugsanlæg, medmindre de er tilsluttet transmissionsnettet eller indgår med fleksibelt forbrug.

Da andelen af elektriske energilagerenheder stadig er lille, og de opstillede enheder generelt er små, pålægges aktørerne ikke direkte en udgift. Opgavens størrelse og omfang afhænger i meget stort omfang af de processer, der bliver sat op mellem anlægsejer og balanceansvarlig.

3. Tilgængelighed

Energinet har sammenfattet kravene til aktørerne til indberetning af tilgængelighed til Energinet i Energinets Forskrift C3: Planhåndtering og daglige procedurer – Kapitel 4, Tilgængelighed, §§ 10-13.

3.1 Juridisk baggrund

Energinets hjemmel til at indhente nødvendige oplysninger omkring planer for tilgængelighed hos brugerne af nettet reguleres af SO GL, artikel 40, 46, og 52.

BNB'ere, som er anlægsejere af en produktionsenhed tilsluttet transmissionssystemet, skal levere planer for tilgængelighed til Energinet. Dette indbefatter blandt andet levering af data om "enhver planlagt udtagning af drift eller begrænsning af aktiv effekt" i henhold til SO GL, artikel 46, stk. 1, litra b.

Ejere af transmissionstilsluttede forbrugsanlæg skal levere planer for tilgængelighed til Energinet: Dette indbefatter blandt andet levering af data om "enhver forudset begrænsning af evnen til at regulere reaktiv effekt" i henhold til SO GL, artikel 52, stk. 2, litra b.

Udlevering af planlagte data, bl.a. vedrørende planer for tilgængelighed af anlæg fra DSO'erne, er ikke direkte omfattet af SO GL, afsnit 2 "dataudveksling", artikel 41-53. Derimod vedrører SO GL, artikel 72, implicit udveksling af planlagte data. Hjemlen til at indhente sådanne oplysninger i henhold til artikel 72, findes i artikel 40, stk. 3.

For så vidt angår KORRR-metoden, artikel 12, om levering af planlagte data og planer for tilgængelighed, lægger Forsyningstilsynet vægt på SO GL, artikel 72, der pålægger TSO'en at foretage sikkerhedsanalyser med forskellige tidsrammer.

SO GL, artikel 72, stk. 1, pålægger TSO'erne at fortage driftssikkerhedsanalyser for tidsrammerne:

- a) Year-ahead
- b) Week-ahead, hvis det er relevant i henhold til artikel 69
- c) Day-ahead og
- d) Intraday

Disse sikkerhedsanalyser forudsætter, at der kan opstilles individuelle netmodeller for de angivne tidsrammer. Det er Energinets og Forsyningstilsynets vurdering³, at opstillingen af netmodeller forudsætter strukturelle- og planlagte data for de angivne tidsrammer. Det er således forudsat i SO GL, at såvel BNB'er som DSO'er leverer strukturelle- og planlagte data til TSO'en med henblik på at kunne gennemføre en sådan præcis driftssikkerhedsanalyse som muligt.

De ændrede krav til data for tilgængelighed forventes at skulle godkendes af Forsyningstilsynet i henhold til SO GL, artikel 40, stk. 5.

3.2 Ændringer i krav til indmelding af tilgængelighed

Eksisterende C3	Ny tekst i C3
<p>§ 9. Kapacitetsprognoser og kapacitetsplaner omfatter følgende:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 4-ugers-prognoseplan 2. Døgnprognose 3. Produktionsplaner for reserveforpligtelser <p><i>Stk. 2.</i> Produktionsbalanceansvarlige aktører skal for alle elproducerende anlæg \geq 25 MW indsende planer for, hvilke anlæg der kan forventes at være i driftsklar stand i en kommende 4-ugers periode. For anlæg $<$25 MW indsendes en samlet sum.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Planerne skal for hvert anlæg \geq 25 MW for hver af de pågældende 4 uger indeholde følgende oplysninger:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Navn på blok/anlæg 2. Anlæggets driftstilstand <ol style="list-style-type: none"> a. Driftsklart b. Betinget driftsklart c. Revision d. Havareret e. Mølpose f. Ikke idriftsat g. Skrottet 3. Nominel ydelse (MW) og indmeldes med én værdi for 4-ugers-perioden 	<p>§ 10. Produktions- og forbrugsbalanceansvarlige aktører skal indsende tidsserier for tilgængeligheden af anlæg \geq 25 MW.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Status for tilgængelighed af et anlæg skal være en af følgende:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. »tilgængelig«: Når anlægget kan og er parat til at levere tjenester, uanset om det er i drift eller ej . 2. »utilgængelig«: Når anlægget ikke kan eller ikke er parat til at levere tjenester. 3. »testing«: Når anlæggets kapacitet til at levere tjenester testes. <p><i>Stk. 3.</i> Status »testing« gælder kun for følgende tidsrum:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) mellem den første tilslutning og den endelige idriftsættelse af anlægget og b) umiddelbart efter vedligeholdelse af anlægget. <p><i>Stk. 4.</i> Tidsserier skal være fremsendt til Energinet senest kl. 14.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Tidsserier skal dække de kommende 10 døgn.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Indmeldingen i tidsserien skal ske med præcision pr. time.</p> <p>§ 11. Tidsserier for tilgængelighed skal indeholde følgende oplysninger:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Navn på blok/anlæg

³ Afgørelse om godkendelse af centrale organisatoriske krav, roller og ansvarsområder i forbindelse med dataudveksling (KORRR) af 189. januar 2019, 18/17983, 18/09881

<p>4. Forventet maks. ydelse ved forventet driftsform (MW) og indmeldes med én værdi for hver af de 4 uger</p> <p>5. Kort beskrivelse af årsag til eventuelle begrænsninger.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Hvis der inden for 4-ugers perioden er afvigelser i forhold til de indmeldte værdier, jf. Stk. 3, nr. 3 og 4, angives det under beskrivelse af årsag til eventuelle begrænsninger.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Planen for anlæg <25 MW skal indeholde følgende oplysninger for hver af de pågældende 4 uger:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Samlet nominel ydelse for anlæg, der forventes i drift (MW) og indmeldes med én værdi for 4-ugers perioden 2. Forventet samlet maks. ydelse, der kan forventes til rådighed (MW) og indmeldes med én værdi for hver af de 4 uger 3. Kort beskrivelse af årsag til eventuelle begrænsninger. <p><i>Stk. 6.</i> Hvis der inden for 4-ugers perioden er afvigelser i forhold til de indmeldte værdier, jf. Stk. 5, nr. 1 og 2, angives det under beskrivelse af årsag til eventuelle begrænsninger.</p> <p><i>Stk. 7.</i> Planerne skal indsendes hver torsdag senest kl. 17.00 og være dækkende for de efterfølgende 4 uger startende med efterfølgende mandag kl. 00.00.</p> <p><i>Stk. 8.</i> Planerne skal genfremsendes i tilfælde af væsentlige ændringer og skal foreligge i ajourført stand dagen før driftsdøgnet og i driftsdøgnet.</p> <p>§ 10. Produktionsbalanceansvarlige aktører skal for alle el-producerende anlæg \geq 25 MW indsende planer for hvilke anlæg, der kan forventes i drift i det kommende driftsdøgn. For anlæg < 25 MW indsendes en samlet sum.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Planerne skal for hvert anlæg \geq 25 MW indeholde følgende oplysninger:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Navn på blok/anlæg 2. Aktuel maksimal produktionskapacitet (MW) 3. Aktuel minimum produktionskapacitet (MW). 	<ol style="list-style-type: none"> 2. Anlæggets status for tilgængelighed, jf. § 9, stk. 2 3. Aktuel maksimal kapacitet (MW), der angives som den nominelle ydelse reduceret med kendte begrænsninger. Hvis reduktionen udgør < 10%, kan reduktionen undlades 4. Ved utilgængelig/testing skal angives den tid, der kræves til at genoprette driften. <p>§ 12. Hvis analyser viser, at der kan opstå særlige udfordringer, eventuelt i et specifikt afgrænset område, kan Energinet kræve planer for tilgængelighed for specifikke anlæg < 25 MW, med oplysninger jf. § 9 og 10.</p> <p>§ 13. Indenfor de sidste 10 dage op til driftsdøgnet skal anlægsejer meddele den produktions- eller den forbrugsbalanceansvarlige, hvis et anlæg ikke længere er tilgængeligt.</p>
--	---

<p>Stk. 3. Planerne skal for anlæg <25 MW indeholde følgende oplysninger:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Samlet aktuel maksimal produktionskapacitet (MW) 2. Samlet aktuel minimum produktionskapacitet (MW). <p>Stk. 4. Produktionskapacitet skal oplyses på timebasis.</p> <p>Stk. 5. Døgnprognosen skal være fremsendt til Energinet senest kl. 07.30 dagen før driftsdøgnet.</p>	
--	--

Data for tilgængelighed er nødvendige for, at det er muligt at opbygge en realistisk individuel netmodel, som kan benyttes i CGM. De data, vi modtager i dag med døgnprognoser og 4-ugersplaner, er ikke direkte konvertible til den nye datastruktur. Med nye tilgængelighedsdata skal der leveres data for en 10-dages periode. Disse skal opdateres dagligt, men der skal ikke længere ske en vurdering af, om de enkelte anlæg forventes at køre og med hvilket output. Vurderingen af, hvilke anlæg der kommer til at producere, og hvilke konsekvenser det har for systemet, vil blive gennemført i forbindelse med udarbejdelse af prognoser og beregninger i den individuelle netmodel.

Data for tilgængelighed skal også benyttes til Energinets egne prognoser, som danner baggrund for balanceringen af systemet.

Den mest optimale indmelding af data for Energinet ville være indmelding af tilgængelighed for alle anlæg større end 10 MW, da data så ville være direkte kompatible med den individuelle netmodel. Men efter afklaring på mødet med de balanceansvarlige blev det vurderet, at grænsen skulle sættes ved 25 MW, da datakvaliteten for anlæg mindre end 25 MW blev vurderet til at være lav. Energinet vil i stedet udarbejde prognoser for disse anlæg og på baggrund af antallet af anlæg og disses indbyrdes uafhængighed forventes et statistisk grundlag at give en mere sikker tilgængelighedsvurdering.

I særlige tilfælde, hvor det kan ses, at der er utilstrækkelige ressourcer til rådighed, er der mulighed for at efterspørge informationer om tilgængelighed på anlæg mellem 10 og 25 MW. Med denne mulighed håber Energinet at kunne gøre opmærksomhed på en mangelsituation, træffe særlige foranstaltninger for driften af systemet og samtidig gøre produktion mere attraktiv i en særligt presset situation.

I dag modtager Energinet døgnprognoser og 4-ugersplaner, men Energinet har i en periode oplevet, at en del af disse planer ikke er retvisende. Da dele af de indmeldte data ikke længere benyttes, er det valgt at revidere det samlede databehov, så der kun indhentes de nødvendige data, og der bliver fulgt op, hvis data viser sig mangelfulde eller fejlbehæftede.

På baggrund af det ændrede behov for data sker der også ændringer til dataformatet, hvor CIM-standarden benyttes, svarende til det beskrevet i indledningen og under køreplaner ovenfor.

På baggrund af bekymringer fra de balanceansvarlige i forhold til at kende til den indmeldte tilgængelighed gøres relevante revisionsplandata tilgængelige i elektronisk form. Dette gør det også muligt for den balanceansvarlige at se, hvilke anlæg der forventes køreplaner og tilgængelighedsdata fra.

Det er fra flere sider fremført, at der bliver en ekstra byrde ved daglige indmeldinger, men da der i dag indmeldes en døgnprognose pr. dag og en 4-ugersplan pr. uge, vil det fremtidige indmeldingsniveau med en tilgængelighedsplan dagligt ikke være en forøget byrde.

I den nuværende indmeldingsform med døgnprognose og 4-ugersplaner er der krav om, at indmeldingen i døgnprognosen angiver forventninger til driften af det enkelte anlæg og dets deltagelse i markedet. Dette ændres med tilgængelighedsplanerne, så der kun skal angives, om anlægget kan køre, mens spekulationer over markedet udelades.

4. Udveksling af data

KORRR-metodens kapitel 3 indeholder bestemmelser om BNB'ers levering af strukturelle, planlagte og realtidsdata. Her anføres i artikel 16, stk. 2, at "BNB'erne skal følge krav fastsat af den relevante TSO [...] for at udveksle plandata"

Det fremgår af GLDPM, artikel 8, stk. 4, litra b og stk. 7, litra a, at der i datagrundlaget for produktionsenheder skal ske en opdeling på primære brændselstyper i overensstemmelse med dem, der anvendes i artikel 3 i Kommissionens forordning (EU) nr. 543/2013 af 14. juni 2013 om indsendelse og offentliggørelse af data på elektricitetsmarkederne og om ændring af bilag I til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 714/2009, jf. GLDPM artikel 4, stk. 3. En afledt effekt heraf er, at Energinet skal indsamle disse data og derfor skal have den nødvendige struktur i indsendelsesformatet.

Det følger af KORRR, artikel 9, stk. 3, at "hver TSO skal definere og offentliggøre dataformatet i forbindelse med udveksling af plandata".

Det følger af KORRR, artikel 9, stk. 4, at "hver TSO skal fastsætte og offentliggøre de tekniske krav [...] for udveksling af planer" [...] "De tekniske krav skal hvor det er muligt følge internationale standarder".

De ændrede krav til dataudveksling for køreplaner forventes ikke at skulle godkendes af Forsyningstilsynet, da metoden GLDPM blev godkendt den 10. januar 2017. Øvrige krav til dataudveksling forventes at skulle godkendes af Forsyningstilsynet i henhold til SO GL, artikel 40, stk. 5⁴.

4.1 Dataudvekslingsvej

Eksisterende F	Ny tekst i C3
§ 3.	§ 9.

⁴ Afgørelse om godkendelse af centrale organisatoriske krav, roller og ansvarsområder i forbindelse med dataudveksling (KORRR) af 189. januar 2019, 18/17983, 18/09881, side 18 Forbehold

<p><i>Stk. 2.</i> Det er afsenders ansvar at sikre sig, at EDI-meddelelsen er kommet til modtagerens system. Der skal foreligge et svar på en EDI-meddelelse.</p> <p style="text-align: right;"><i>Stk. 3.</i> Hvis afsenderen ikke har modtaget et svar inden for den aftalte tidsgrænse, skal afsender tjekke sin systemkonfiguration. Hvis der ikke konstateres fejl, skal afsender kontakte modtager for at finde en løsning på problemet.</p> <p>§ 14. Den elektroniske kommunikation mellem markedsaktørerne sker elektronisk ved hjælp af specificerede kommunikationsprotokoller afhængigt af forsendelsen. Protokollerne transporterer forsendelserne fra afsender til modtager og sikrer, at forsendelserne kommer intakt frem til den ønskede modtager.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis der er fejl i transporten, skal kommunikationsprotokollerne informere afsender.</p> <p><i>Stk. 3.</i> EDIFACT-forsendelser, der sendes via SMTP-protokollen over internettet (ukrypteret), skal indeholde en MIME header (RFC 1767 / RFC 822) efter følgende specifikation:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Content-Type: Application/EDIFACT Application/octet-stream 2. Content-Transfer-Encoding: Quoted-Printable Base 64 3. Content-Disposition: Attachment name = 'filnavn' <p><i>Stk. 4.</i> Der gælder følgende regler og anbefalinger for anvendelse af SMTP-protokollen til EDIFACT-forsendelser:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Der må kun sendes én EDIFACT-forsendelse pr. e-mail. 2. Indholdet i e-mailens emnefelt er uden betydning, da feltet ikke bliver behandlet af det modtagende it-system. 3. E-mailens brødtekst bliver heller ikke behandlet, og bør derfor ikke benyttes. 	<p>Data om køreplaner, jf. §§ 5-6, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) <u>via kommunikationsplatformen MADES (IEC 62325-503)</u>. Som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via selvbetjeningsportalen. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse</p> <p>§ 14.</p> <p>Data om tilgængelighed, jf. §§ 10-12, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) <u>via kommunikationsplatformen MADES (IEC 62325-503)</u>. Som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via selvbetjeningsportalen. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse.</p>
---	--

<ol style="list-style-type: none"> 4. EDIFACT-filen skal ligge i en lang streng uden HEX 0A (line feed) og HEX OD (carriage return). 5. EDIFACT-filen må ikke indeholde routing-mæssige oplysninger, som det er påkrævet at læse, for at forsendelsen når fra afsender til modtager. 6. Det er afsenderens opgave at sikre, at en meddelelse ikke bliver så stor, at modtagerens it-system ikke kan modtage den. Hvis modtageren har specielle begrænsninger, bør afsenderen gøres opmærksom herpå. 7. Energinet anvender ikke sikker SMTP-kommunikation. <p>§ 15. Energinets webservice har til formål at opsætte rammerne for udveksling af meddelelser over internettet på en sikker og pålidelig måde.</p> <p style="padding-left: 40px;"><i>Stk. 2.</i> Når en meddelelse er sendt til Energinets webservice, vil meddelelsen blive syntaksvalideret, og afsender får i samme session svar på, om meddelelsen er korrekt modtaget, og om den er syntaks-mæssig korrekt.</p>	
<p>§ 16. Energinets portalløsning til indmelding af aktørplaner, køreplaner, regulerkraftbud og regulerkraftbestillinger i elmarkedet og normeringer i gask markedet stilles gratis til rådighed for aktørerne.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis portalen ikke er tilgængelig, er det aktørens ansvar at indsende planer til Energinet på anden vis.</p>	<p>§ 9</p> <p>Data om køreplaner, jf. §§ 5-6, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) via kommunikationsplatformen MADES (IEC 62325-503). <u>Som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via selvbetjeningsportalen. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse.</u></p> <p>§ 14</p> <p>Data om tilgængelighed, jf. §§ 10-12, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) via kommunikationsplatformen MADES (IEC 62325-503). <u>Som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via selvbetjeningsportalen. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse.</u></p>

Som beskrevet i indledningen ser Energinet et behov for at overgå til en mere sikker kommunikationsvej og har derfor valgt den internationalt standardiserede kommunikationsplatform

MADES. Denne kommunikationsvej er med succes introduceret overfor børserne i forbindelse med gennemførelsen af More Nemos-projektet.

Der udgives og vedligeholdes en Implementation Guide for tilslutning og anvendelsen af I-ECP, som er den benyttede udmøntning af standarden. Der bliver holdt møder med aktører for præsentation af systemet og opsætningen. For de aktører, som vælger at benytte sig af denne udvekslingsform, vil der være mulighed for direkte kontakt og vejledning, så systemopsætningen forløber så smertefrit som muligt.

Med benyttelsen af en standardiseret udvekslingsvej er der mulighed for at udrulle systemopdateringer, hvis der viser sig sikkerhedsmæssige behov, som man ser for f.eks. mobiltelefoner.

Der har været et ønske fra flere aktører om at fastholde en "simpel" mulighed for dataudveksling. På den baggrund er det besluttet, at udveksling af data også stadig skal kunne ske via selvbetjeningsportalen uden en direkte opkobling. Selvbetjeningsportalen vil blive ændret i forhold til den, der kendes i dag, da den også skal opgraderes til en mere sikker informationsudveksling, samtidig med at den skal kunne håndtere de nye data, som indgår i køreplaner og tilgængelighedsdata.

4.2 Ændringer i udvekslingsformat

Eksisterende F	Ny tekst i C3
<p>§ 2. Én aktør har ét aktør-ID i form af et GLN nummer eller et ETSO EIC-nummer. Identifikationen skal anvendes, uanset hvor mange roller en aktør varetager.</p> <p style="padding-left: 40px;"><i>Stk. 2.</i> Hvis en aktør vil ændre GLN/EID-koder, skal den pågældende aktør orientere markedsaktørerne om ændringen senest fem arbejdsdage før ikrafttrædelse.</p> <p>§ 3. EDIFACT OG XML er de to anvendte udvekslingsformater til transport af data mellem aktørene i markedet.</p> <p>§ 4. Hvis modtageren konstaterer en fejl under kovertering eller i forindelse med datahåndtering, skal der returneres en fejlmeddelelse til afsender.</p> <p style="padding-left: 40px;"><i>Stk. 2.</i> For EDIFACT-meddelelser bliver syntaksfejl håndteret af en CONTRL-meddelelse. Når der i en EDIFACT-meddelelse anmodes om en CONTRL, skal den returneres.</p> <p style="padding-left: 40px;"><i>Stk. 3.</i> APERAK-meddelelse anvendes til håndtering af øvrige fejl, hvis der ikke er specificeret, at der skal anvendes en "rigtig" EDIFACT-meddelelse som svar.</p>	<p>§ 9 <u>Data om køreplaner, jf. §§ 5-6, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) via kommunikationsplatformen MADES (IEC 62325-503).</u> Som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via selvbetjeningsportalen. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse.</p> <p>§ 14 <u>Data om tilgængelighed, jf. §§ 10-12, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) via kommunikationsplatformen MADES (IEC 62325-503).</u> Som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via selvbetjeningsportalen. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse.</p>

Stk. 4. For XML anvendes et "Acknowledgement document" ved syntaks fejl eller fejl i dataindhold.

§ 5. I Danmark anvendes UTC+0 som tidsformat.

Stk. 2. Alle IT-systemer skal være i stand til at håndtere modtagelse af forskellige offsets til UTC. I EDIFACT angives tiden i UNB element C507.2380 altid i lokal tid.

Stk. 3. Der anvendes samme offset fra UCT+0 i meddelelserne året rundt efter følgende:

1. Sommertid i Danmark
 - a. El: Døgnet går fra kl. 22.00 til næste dag kl. 22.00
 - b. Gas: Døgnet går fra kl. 04.00 til næste dag kl. 04.00
2. Normaltid i Danmark
 - a. El: Døgnet går fra kl. 23.00 til næste dag kl. 23.00
 - b. Gas: Døgnet går fra kl. 05.00 til næste dag kl. 05.00

Stk. 4. Skift til sommertid sker sidste søndag i marts, mens skiftet tilbage til normaltid gennemgøres sidste søndag i oktober. Døgnet med skift til sommertid indeholder 23 timer. Døgnet med skift til normaltid indeholder 25 timer.

Stk. 5. I meddelelser med tidsintervaller er startdato/-tid inklusiv og slutdato/-tid eksklusiv.

Stk. 6. Alle dato/tidsintervaller i XML angives som YYYY-MM-DDTHH:MMZ.

§ 9. Følgende fortegneregler skal anvendes:

1. Produktion i området: +
2. Områdeforbrug: -
3. Energi tilført området, herunder køb: +
4. Energi ud af området, herunder salg: -

Stk. 2. Følgende fortegn skal anvendes ved dansk leverandørskifte:

1. Forbrugsmålinger: +
2. Andelstal: +

Afrunding, tal og decimaler

<p>§ 10. De almindelige afrundingsregler er gældende. Værdier under 5 rundes ned, værdien 5 og derover rundes op. Eventuel restværdi som følge af afrundingen ignoreres.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Punktum benyttes som decimalseparator. Indgår der decimalseparator i en værdi skal der minimum være et tal foran og efter separatorens.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Decimalseparator må kun benyttes, hvor det er tilladt, jf. den anvendte meddelelsesguide.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Tusindtalsseparator må ikke benyttes.</p> <p><i>Stk. 5.</i> En numerisk værdi må ikke indeholde specialtegn.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Hvis en værdi har foranstillede nuller (0), sendes disse ikke.</p> <p><i>Stk. 7.</i> Foran- og efterstillede blanktegn sendes ikke.</p> <p>§ 11. Et it-system skal være i stand til at håndtere de seneste to versioner af en forretningstransaktion (gælder både for EDIFACT og XML).</p> <p><i>Stk. 2.</i> Alle aktører skal løbende opdatere aktørregisteret med den version af implementeringsguidelinen, de anvender.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Forretningstransaktionsnummer angives i meddelelsen i UNH, element 0068..</p> <p><i>Stk. 4.</i> Forretningstransaktionen og versionen af denne skal opbygges efter følgende format: CC-GGGGGG-NNN.</p>	
<p>Fra Fejl i IT-systemer, § 12:</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis der opstår alvorlige fejl, der berører andre aktørers it-systemer, skal de berørte aktører kontaktes og informeres om konsekvensen af fejlen. Kontakten skal finde sted telefonisk eller pr. e-mail.</p> <p>Fra uoverensstemmelser mellem aktører, § 13</p> <p><i>Stk. 3.</i> Hvis der opstår fejl i dataudvekslingen mellem to aktører, skal aktørerne:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Kontakte hinanden med henblik på at identificere og rette fejlen. Hvis 	<p><i>Fra Energinets Forskrift F er følgende overført direkte fra Fejl i IT-systemer, § 12:</i></p> <p>§9 og §14</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis der opstår alvorlige fejl, der berører andre aktørers it-systemer, skal de berørte aktører kontaktes og informeres om konsekvensen af fejlen. Kontakten skal finde sted telefonisk eller pr. e-mail.</p> <p><i>Fra uoverensstemmelser mellem aktører, § 13</i></p> <p>§9 og §14</p> <p><i>Stk. 3.</i> Hvis der opstår fejl i dataudvekslingen mellem to aktører, skal aktørerne:</p>

<p>dette ikke lykkes, fortsættes til punkt 2.</p> <p>2. Kontakte Energinet, der vil iværksætte de nødvendige tiltag, fx test af it-systemer, konsulentundersøgelse mv. afhængigt af situationen.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Hvis Energinet medvirker ved afklaringen, kan aktørerne blive pålagt at betale eventuelle udgifter til fx test eller eksterne konsulentundersøgelser.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Den samlede udgift vil blive pålagt den aktør, der viser sig at være ansvarlig for fejlen.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Den pågældende aktør vil desuden blive pålagt at rette fejlen inden for en tidsfrist, der fastlægges af Energinet.</p>	<p>1. Kontakte hinanden med henblik på at identificere og rette fejlen. Hvis dette ikke lykkes, fortsættes til punkt 2.</p> <p>2. Kontakte Energinet, der vil iværksætte de nødvendige tiltag, fx test af it-systemer, konsulentundersøgelse mv. afhængigt af situationen.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Hvis Energinet medvirker ved afklaringen, kan aktørerne blive pålagt at betale eventuelle udgifter til fx test eller eksterne konsulentundersøgelser.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Den samlede udgift vil blive pålagt den aktør, der viser sig at være ansvarlig for fejlen.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Den pågældende aktør vil desuden blive pålagt at rette fejlen inden for en tidsfrist, der fastlægges af Energinet.</p>
<p>§ 6. IT-systemer, der danner og behandler meddelelser, må ikke afvige mere end 1 minut +/- fra lokal tid.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Følgende serviceregler gælder for IT-systemer, jf. stk. 1: Arbejdsdage er mandag-fredag med undtagelse af helligdage, som konkret specificeret i kalenderen for arbejdsdage på Energinet hjemmeside. Definitionen er ens for el og gas.</p> <p>§ 17. <i>Stk. 2.</i> IT-systemer i el- og gasmarkedet skal godkendes af Energinet, inden de anvendes til elektronisk meddelelsesudveksling med andre markedsaktører.</p>	<p>Udgår</p>

Energinet har i mange år benyttet et selvudviklet XML-format for udveksling af køreplans- og prognosedata. I forbindelse med dataudvidelsen på baggrund af GLDPM's krav samt ændringen fra prognose til tilgængelighedsdata kan det nuværende format ikke rumme de relevante data, og der er derfor behov for at ændre på dette format. Med baggrund i ændringsbehovet er det fundet mest hensigtsmæssigt at overgå til det standardiserede CIM-ENTSOE format nu, hvor der alligevel skal ske ændringer i systemerne hos de enkelte aktører.

Detaljeret vejledning i forhold til benyttelse af standarden er givet i en Implementation Guide udgivet af Energinet.

Et estimat af de økonomiske omkostninger ved at ændre på indmeldingsformatet er baseret på et overslag for ændringer af format for både køreplaner og tilgængelighed i IT-systemerne hos de balanceansvarlige, som ikke anvender selvbetjeningsportalen. Her forventes opgaven at be-

stå af ændringer i programmer for dataformat og test op mod Energinets system. Det vurderes, at omkostningerne hos den enkelte balanceansvarlige vil ligge mellem DKK 250.000-500.000, afhængig af programmets kompleksitet og den enkelte udvikler. Det forventes, at seks balanceansvarlige vil vælge at gennemføre denne form for ændringer i deres system, hvilket giver en samlet omkostning i størrelsesordenen DKK 2,4 mio.

Eksisterende F	Ny tekst i F
<p>§ 3. EDIFACT OG XML er de to anvendte udvekslingsformater til transport af data mellem aktørerne i markedet.</p> <p>Stk. 2. Det er afsenders ansvar at sikre sig, at EDI-meddelelsen er kommet til modtagerens system. Der skal foreligge et svar på en EDI-meddelelse.</p> <p>Stk. 3. Hvis afsenderen ikke har modtaget et svar inden for den aftalte tidsgrænse, skal afsender tjekke sin systemkonfiguration. Hvis der ikke konstateres fejl, skal afsender kontakte modtager for at finde en løsning på problemet.</p>	<p>§ 3. EDIFACT OG XML er de to anvendte udvekslingsformater til transport af data mellem aktørerne i markedet.</p> <p>Stk. 2. Det er afsenders ansvar at sikre sig, at EDI-meddelelsen er kommet til modtagerens system. Der skal foreligge et svar på en EDI-meddelelse.</p> <p><u>Stk. 3. For udveksling af køreplaner og tids-serier for tilgængelighed i elmarkedet, gælder i stedet reglerne angivet i Energinets forskrift C3: PLANHÅNDBLING – DAGLIGE PROCEDURER.</u></p> <p>Stk. 43. Hvis afsenderen ikke har modtaget et svar inden for den aftalte tidsgrænse, skal afsender tjekke sin systemkonfiguration. Hvis der ikke konstateres fejl, skal afsender kontakte modtager for at finde en løsning på problemet.</p>

Da krav fra Forskrift F udgår for udveksling af køreplaner og tilgængelighedsdata, er enkelte krav overført til C3 og F er rettet til så denne ikke gælder for dataoverførsel for køreplaner og tilgængelighedsdata. De overførte krav beskrives ens for begge emner, da de er gældende uafhængigt af, om aktøren udveksler køreplaner, tilgængelighedsplaner eller begge.

5. Produktionsplaner for reserveforpligtelser

Eksisterende C3	Ny tekst i C3
<p><i>Produktionsplaner for reserveforpligtelser</i></p> <p>§ 11. Produktionsbalanceansvarlige aktører skal indsende køreplaner, jf. §§ 5 og 8, for det kommende driftsdøgn.</p> <p>Stk. 2. Balanceansvarlige aktører, som har indgået aftale med Energinet om at levere systemtjenester og reguleringsreserver, skal sammen med og i tillæg til køreplanerne for produktion og regulerbart forbrug også levere planer for følgende systemtjenester:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Frekvensstyret normaldriftsreserve (MW) 	<p>[Udgår]</p>

<p>2. Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (MW)</p> <p>3. Primærreserve (MW)</p> <p>4. LFC-reserve (MW)</p> <p>5. Hurtig reserve (15 minutter) (MW)</p> <p>6. Langsom reserve (60/90 minutter) (MW)</p> <p>7. Regulerkraft til opregulering (MW)</p> <p>8. Regulerkraft til nedregulering (MW).</p> <p>Stk. 3. For anlæg med mulighed for udnyttelse af overlastområder, skal følgende endvidere oplyses:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Aktuel mulig maksimal belastning inklusive overlast (TOTMAX)2. Aktuelt muligt laveste belastning, teknisk minimum (TOTMIN). <p>Stk. 4. Omfanget af planer, der skal indmeldes for systemtjenesterne og planernes tidsopløsning (timeplaner henholdsvis 5-minutters-planer), skal være i overensstemmelse med aftalen mellem den produktionsbalanceansvarlige aktør og Energinet.</p>	
---	--

Produktionsplaner for reserveforpligtelser benyttes ikke længere af Energinet og skal derfor ikke længere fremsendes.