

Forsyningstilsynet

ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
7. juli 2022

Forfatter:
LKB-AIE/ARY

HØRING: METODEANMELDELSE – FORSKRIFT C1, FORSKRIFT C2 OG FORSKRIFT C3

Energinet sender hermed metodeændring af C1, C2 og C3 i høring i revideret udgave per 7. juli (revideret på baggrund af ønsker på aktørmøde) frem til 8. august 2022.

Nærværende metodeanmeldelse indeholder en anmeldelse af metodeændringer til Forskrift C1: Vilkår for balanceansvar (herefter Forskrift C1), Forskrift C2: Balancemarked og balanceafregning (herefter Forskrift C2) og Forskrift C3: Planhåndtering – Daglige procedurer (herefter Forskrift C3).

Metodeændringen indeholder et ophør af effektubalanceafregning, samt resulterende ændringer i de øvrige forskrifter som konsekvens heraf.

Derudover indeholder metodeændringen ændringer til krav til køreplaner, hvor der skal sendes enkeltplaner for VE-anlæg på 10 MW eller større, hvor det revideres hvornår VE kan sende nedlukningsplaner og hvor der tilføjes krav om køreplaner for direkte linjer. Samtidig er der gennemført en række præciseringer, for at gøre kravene mere forståelige.

Metodeændringen indeholder ligeledes en ændring til køreplaner som følge af regulerkraftaktiveringer, hvor Energinet fremadrettet vil foretage opdateringen af køreplaner på vegne af den balanceansvarlige aktør.

De anmeldte ændringer af metoderne finder anvendelse over for elmarkedets aktører.

Ændringerne til metoderne er udarbejdet som et led i Energinets ansvar for at sikre elforsyningssikkerheden i det danske elsystem, jf. elforsyningslovens § 27 a. Metoden er udarbejdet efter § 31, stk. 2, nr. 2 og systemansvarsbekendtgørelsens § 7, stk. 1, nr. 3-4.

Ændringerne til metoden opfylder elforsyningslovens krav, der fastslår, at Energinet kan stille objektive, ikkediskriminerende og offentligt tilgængelige vilkår til brugernes adgang til benyttelse af Energinets ydelser, jf. elforsyningslovens § 31, stk. 2, 2. pkt.

Energinet indstiller metoden til godkendelse af Forsyningstilsynet efter § 73 a i elforsyningsloven.

Energinet indstiller metoden til godkendelse af Forsyningstilsynet efter Forsyningstilsynets kompetence efter artikel 6, stk. 4, litra b, jf. stk. 1,2-3 pkt. i Kommissionens forordning (EU) nr. 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (herefter SOGL), jf. SOGL, artikel 40, stk. 5, litra b, jf. artikel 49, litra a og b og stk. 5 litra d jf. artikel 51, 52 og 53.

Indhold

1. Baggrund for metodeanmeldelsen	3
2. Høring og inddragelse af aktører	4
3. Retsgrundlag	4
4. Ændring af forskrifterne	7
4.1 Forskrift C1.....	7
4.2 Forskrift C2.....	7
4.3 Forskrift C3.....	9
4.4 Forskrift C3.....	10
4.5 Forskrift C3.....	12
4.6 Forskrift C3.....	14
4.7 Forskrift C3.....	15
4.8 Forskrift C3.....	16

1. Baggrund for metodeanmeldelsen

Energinet har som certificeret transmissionssystemoperatør (TSO) for Danmark ansvaret for balancen i det danske elsystem, herunder at der er balance mellem produktion og forbrug i det danske elsystem døgnet rundt. Energinet har også ansvaret for den danske elforsyningsikkerhed, hvormed forstås sandsynligheden for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges.

For at sikre, at balancen mellem køb og salg af el konstant opretholdes, har udvalgte aktører på elmarkedet status som "balanceansvarlige". Al produktion, forbrug og handel med el skal være tilknyttet en balanceansvarlig aktør. Således anmelder de balanceansvarlige aktører deres forventede aktivitet til Energinet ved indsendelse af forskellige planer.

Retvisende køreplaner er af stor betydning for Energinets mulighed for at balancere elsystemet. Til sikring af kvaliteten af køreplaner har Energinet hidtil anvendt effektubalanceafregningen, beskrevet i Forskrift C2.

Den eksisterende metode for effektubalanceafregning gælder kun for regulerbar produktion og kun for Vestdanmark. Energinet ønsker ikke at differentiere mellem hverken prisområder eller teknologier. Derudover giver effektubalanceafregningen anledning til spekulation i forhold til at minimere sine omkostninger til effektubalanceafregning mere end nødvendigvis giver anledning til at sikre indsendelse af retvisende planer.

Efter inddragelse af markedets aktører i flere omgange og med præsentation af flere forskellige modeller for effektubalanceafregning, har Energinet besluttet at afskaffe effektubalanceafregning.

Energinet har fortsat behov for retvisende køreplaner for at sikre den mest effektive balance af elsystemet. Det er derfor fortsat centralt, at aktørernes køreplaner er retvisende og opdaterede. Markedets aktører har i dialogen omkring en ny model for afregning af forskelle mellem køreplan og faktisk performance givet udtryk for, at kvaliteten og opdateringsfrekvensen af køreplaner er uafhængig af afregning. For at minimere administration, sikre at alle aktører behandles lige og fjerne unødvendig indgriben, afskaffes effektubalanceafregningen og erstattes i stedet af alternative metoder til at kontrollere kvaliteten af køreplanerne.

Det er Energinets forventning, at kvaliteten af køreplanerne bliver opretholdt selvom effektubalanceafregningen afskaffes. I det tilfælde, at kvaliteten forringes udover det tilladelige jf. Forskrift C3, §8, har Energinet mulighed for at sanktionere i henhold § 86 a i elforsyningsloven, jf. § 1, stk. 1, nr. 84 i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love.

Herudover medfører afskaffelse af effektubalanceafregning mindre korrektioner i Forskrift C1: Vilkår for balanceansvar.

På baggrund af den væsentlige udvikling i mængden af større VE-anlæg og forventningen til en mere aktiv drift af disse, har Energinet behov for at få mere specifikke køreplansdata med de enkelte VE-anlægs drift, så det i større omfang er muligt at lave analyser af den forventede netbelastning på specifikke lokaliteter. Dette behov har vist sig gennem det seneste års drift, hvor der har været hændelser ved større VE-anlæg, der har udfordret Energinets prognostisering. Derfor er der indarbejdet krav om specifikke køreplaner for VE-anlæg > 10 MW, svarende til de krav, der ligger til specifikke køreplaner for øvrige produktionsanlæg. Med denne ændring sker der en større ligebehandling af de forskellige produktionsanlægstyper.

Med en større andel af VE-anlæg i elsystemet, forventes det også at disse VE-anlæg kommer til at bidrage mere til balanceringen ved at deltage aktivt i markedet. I den sammenhæng har Energinet revideret mulighederne for at nøjes med at indsende nedlukningsplaner, således at VE-anlæg, der deltager aktivt, skal levere køreplaner på linje med andre produktionsanlæg.

Med Energistyrelsens introduktion af direkte linjer forventes en drift, der i højere grad er suboptimeret for den enkelte tilslutning. Dette betyder, at Energinet ikke har samme forudsætninger for at prognosticere samplaceret forbrug og produktion. Denne kategori af tilslutninger er derfor tilføjet med ekstra krav til køreplansindmelding. Det skal bemærkes, at den endelige lovgivning ikke er på plads. Hvis det viser sig, at der ikke er behov for særlige regler for direkte linjer, når de endelige rammer er fastlagt, vil kravet ikke blive gennemført.

Desuden er afsnittet i Forskrift C3 om køreplaner forsøgt omstruktureret og præciseret, for at gøre kravene mere forståelige.

2. Høring og inddragelse af aktører

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår.

Arbejdet vedr. effektubalanceafregning og dertilhørende behov og køreplaner har været diskuteret og bearbejdet i samarbejde med aktørerne. Der har været afholdt aktørmøde den 11. maj 2021 og den 26. oktober 2021 ligesom der har været orienteret om arbejdet på aktørarbejdsgruppemødet i marts 2022.

Nærværende metode er i høring fra 21.06.2022 til 08.08.2022. Der har ydermere været mulighed for at kommentere og stille spørgsmål til nærværende metodeanmeldelse på aktørarbejdsgruppemødet for systemydelse den 29. juni 2022.

3. Retsgrundlag

I henhold til elforsyningslovens¹ § 27, stk. 1, har klima-, energi- og forsyningsministeren det overordnede ansvar for elforsyningsikkerheden og ministeren fastsætter niveauet herfor.

¹ Bekendtgørelse af lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021, med de ændringer der følger af § 4 i lov nr. 923 af 18. maj 2021, § 1 i lov nr. 2605 af 28. december 2021

Det følger af elforsyningslovens § 27 a, stk. 1, at Energinet har ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf. Formålet med bestemmelsen er at præcisere, at ansvaret for det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf påhviler Energinet som systemansvarlig virksomhed.

Energinet har således ansvaret for at sikre elforsynings sikkerheden i det danske elsystem, jf. elforsyningslovens § 27 a, og som led heri overvåger Energinet den forventede stabilitet i nettet, hvilket vil sige både forbrug, produktion, import og eksport samt frekvens og spænding, til at sikre en stabil og sikker drift af elsystemet. Dette sker efter Klima-, Energi- og Forsyningsministerens bemyndigelse og under ministerens tilsyn, jf. hertil elforsyningslovens § 51.

Energinet skal ifølge § 28, stk. 2, nr. 13 i elforsyningsloven udarbejde forskrifter, som er nødvendige for elmarkedets funktion, herunder udarbejde forskrifter om aktørernes pligter og rettigheder.

Energinet kan jf. elforsyningslovens § 31, stk. 2, nr. 2 stille vilkår for brugernes adgang til benyttelse af Energinets ydelser. Disse vilkår skal være objektive, ikkediskriminerende og offentligt tilgængelige og kan vedrøre: krav til indrapportering og formidling af data og andre informationer af relevans for Energinets arbejde.

Elforsyningslovens § 73 a, stk. 1 vedrører Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets metoder for fastsættelse af priser og betingelser for at anvende transmissionsnettet. Bestemmelsen lyder som følger: *"Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet"*.

Det følger af elforsyningslovens § 76, at Energinet skal anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissions- og distributionsnettet, herunder tariffer, jf. § 73 a.

Ud over § 28, stk. 2 i elforsyningsloven fastsætter bekendtgørelse nr. 2245 af 29. december 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet (herefter systemansvarsbekendtgørelsen) også regler om indholdet og udførelsen af de opgaver, som påhviler Energinet.

Det følger af § 7, stk. 1 i systemansvarsbekendtgørelsen, at Energinet efter drøftelse med net- og transmissionsvirksomheder udarbejder forskrifter for benyttelsen af det kollektive elforsyningsnet, som er nødvendige for, at Energinet kan varetage sine opgaver.

Systemansvarsbekendtgørelsens § 7, stk. 1, nr. 3-4 fastslår, at Energinets forskrifter skal indeholde vilkår for adgang til og benyttelse af det kollektive elforsyningsnet, jf. systemansvarsbekendtgørelsen § 7, stk. 1, nr. 3) og vilkår for aktørernes forpligtelser, som sætter Energinet i stand til at opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningsnet mv., jf. systemansvarsbekendtgørelsen § 7, stk. 1, nr. 4).

Det følger af § 27 a, stk. 5 i elforsyningsloven, at Energinet kan indhente oplysninger fra brugerne af nettet til varetagelse af Energinets forpligtelser til at opretholde og overvåge elforsynings sikkerheden.

Derudover fremgår det af SOGL² artikel 135, at Energinet har ret til at anmode betydningsfulde netbrugere (BNB'er) om de oplysninger, der er nødvendige for at overvåge forbrugs- og produktionsadfærden i forbindelse med ubalancer.

Køreplaner samt strukturelle data

Energinets hjemmel til at indhente nødvendige oplysninger om køreplaner hos BNB'er reguleres af SOGL, artikel 40, 46, 49, 52 og 53 samt GLDPM³, artikel 8-13.

BNB'er, som er anlægsejere af produktionsenheder tilsluttet transmissionssystemet, skal levere køreplansdata til Energinet i henhold til SOGL, artikel 46, stk. 1, litra a, b og c.

BNB'er, som er anlægsejere af en type B-, C- eller D-produktionsenhed tilsluttet distributionssystemet, skal levere køreplansdata til Energinet i henhold til SO GL, artikel 49, stk. 1, litra a og b.

Ejere af transmissionstilsluttede forbrugsanlæg skal levere køreplaner til Energinet i henhold til artikel 52, stk. 2, litra a.

BNB'er, som er distributionstilsluttede forbrugsanlæg der leverer regulerkraft, skal levere køreplaner til Energinet i henhold til SO GL, artikel 53, stk. 1 litra a og b.

BNB'er, som er anlægsejere af produktionsenheder tilsluttet transmissionssystemet, skal levere strukturelle data til Energinet i henhold til SOGL, artikel 45, stk. 1, litra a og stk. 3.

BNB'er, som er anlægsejere af en type B-, C- eller D-produktionsenhed tilsluttet distributionssystemet, skal levere strukturelle data til Energinet i henhold til SO GL, artikel 48, stk. 1, litra i.

Forsyningstilsynet skal i henhold til artikel 6, stk. 4, litra b godkende metoden efter SOGL, artikel 40, stk. 5, litra a, jf. artikel 48, stk. 5, litra b, jf. artikel 49 og stk. 5, litra d, jf. artikel 51, 52 og 53.

Forsyningstilsynet godkendte⁴ den 15. marts 2021 Energinets metoder for krav om data og køreplaner for produktion og forbrug og om tidsserier for tilgængelighed.

² Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer

³ GLDPM-metoden efter CACM artikel 16

⁴ Afgørelse om Energinets metoder for krav om data om køreplaner for produktion og forbrug og om tidsserier for tilgængelighed af den 15. marts 2021, sagsnr.: 20/11309, link: <https://forsyningstilsynet.dk/media/8824/forsyningstilsynets-afgoerelse-om-energinets-metoder-for-krav-om-data-om-koereplaner-og-tidsserier-for-tilgaengelighed.pdf>

4. Ændring af forskrifterne

4.1 Forskrift C1

Metode nr. 1	
Tilretning af Bilag 2: Aftale om balanceansvar	
Nuværende bestemmelse	Ændringsforslag
2. Aktørens opgaver Aktøren skal forud for et driftsdøgn indsende en produktionsplan til Energinet hvis aktøren er underlagt effektubalanceafregning. Balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar skal endvidere fremsende køreplaner til Energinet. Disse køreplaner skal løbende opdateres før og under driftsdøgnet.	2. Aktørens opgaver Balanceansvarlige aktører skal indsende planer som beskrevet i Forskrift C3: Planhåndtering – daglige procedurer.
Tilrettes som følge af, at effektubalanceafregningen afskaffes.	
Ingen tidligere anmeldelser af metoden.	

4.2 Forskrift C2

Metode nr. 2	
Effektubalanceafregningen afskaffes	
Nuværende bestemmelse	Ændringsforslag
<p>§ 11. Energinet afregner balanceansvarlige aktører med ansvar for regulerbar produktion i Vestdanmark for effektubalancer.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Effektubalanceafregningen opgøres som forskellen mellem:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Senest indleverede effektplaner inden driftsøjeblikket omregnet til kvartersenergi. 2. Den målte produktion på kvartersbasis, som indberettes af netvirksomhederne efter driftsdøgnet. <p><i>Stk. 3.</i> Summen af alle aktørens effektplaner indgår som den ene del af afregningsgrundlaget. Kvartersregistreringer, som summeres for alle aktørens anlæg, udgør den anden del af afregningsgrundlaget.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Forskellen mellem sumeffektplan og summålinger beregnes kvarter for kvarter på baggrund af de i stk. 3 nævnte summer.</p>	Udgår

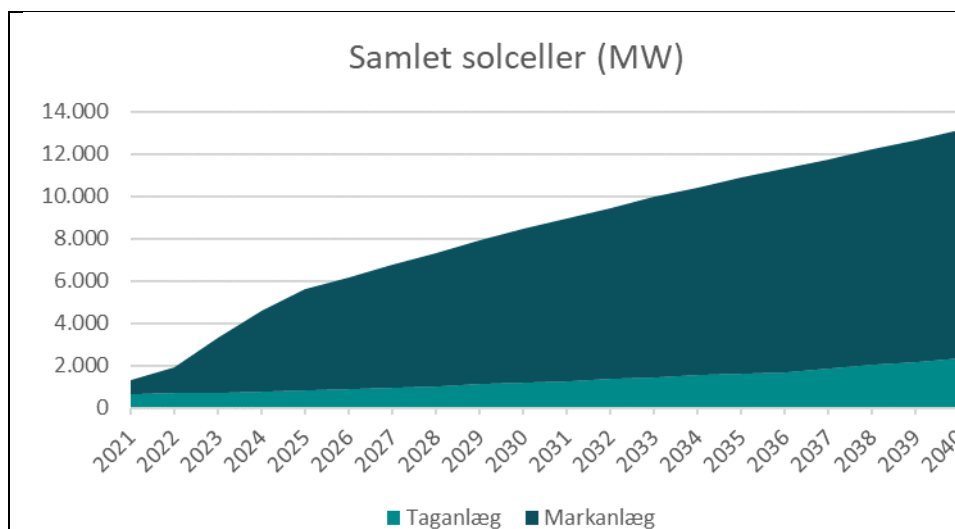
<p><i>Stk. 5.</i> Hvis forskellen i stk. 4 er større end 2,5 MWh pr. kvarter, afregnes den del af forskellen, der er større end 2,5 MWh pr. kvarter.</p>	
<p>§ 12. Afregning af effektubalancer sker på grundlag af 2 priser opgjort på timebasis:</p> <ol style="list-style-type: none"> Op- og nedreguleringspriser for sædvanlig balancekraft (BALop og BALned) samt Op- og nedreguleringspriser for brug af automatisk reserve (AUTop og AUTned). <p><i>Stk. 2.</i> Afregning af effektubalancer gennemføres til forskellige priser afhængig af størrelsesforholdet mellem plan for regulerbar produktion (reg.prod), effektplan og måling i et givet kvarter:</p> <ol style="list-style-type: none"> Hvis Måling > Effektplan > Reg.prod \diamond (Måling-Effektplan) x (BALned - AUTned) Hvis Effektplan > Måling > Reg.prod \diamond (Måling-Effektplan) x (BALned - AUTop) Hvis Måling > Reg.prod > Effektplan \diamond (Måling-Effektplan) x (BALop - BALned) Hvis Reg.prod > Effektplan > Måling \diamond (Måling-Effektplan) x (BALop - AUTop) Hvis Reg.prod > Måling > Effektplan \diamond (Måling-Effektplan) x (BALop - AUTned) Hvis Effektplan > Reg.prod > Måling \diamond (Måling-Effektplan) x (BALned - BALop) <p><i>Stk. 3.</i> De fire kvartersafvigelser inden for én time multipliceres derfor med samme afregningspriser, gældende for den pågældende time.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Hvis afregningspriserne (BALned - AUTned henholdsvis AUTop - BALop) i en given time bliver negative, erstattes værdierne af 0 kr./MWh.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Fakturering af effektubalancer gennemføres månedligt af Energinet.</p>	<p>Udgår</p>
<p>Markedets aktører har i dialogen omkring en ny model for afregning af forskelle mellem køreplan og faktisk performance givet udtryk for, at kvaliteten og opdateringsfrekvensen af køreplaner er uafhængig af afregning. For at minimere administration, sikre at alle aktører behandles lige og fjerne unødvendig indgriben, afskaffes effektubalanceafregningen og erstattes i stedet af alternative metoder til at kontrollere kvaliteten af køreplanerne.</p>	

4.3 Forskrift C3

Metode nr. 3	
Planbestilling af regulerkraft	
Nuværende bestemmelse	Ændringsforslag
<p>§ 13.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Den balanceansvarlige aktør planlægger og lastfordeler reguleringen forud for start af reguleringen og returnerer køreplanen, hvori reguleringen er inkluderet. Ved bestilling hen over kl. 24.00, skal der sendes ny plan for såvel døgnet før og efter midnat.</p>	<p>§ 13.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Den balanceansvarlige aktør planlægger og lastfordeler reguleringen rent fysisk på de aktiverede anlæg forud for start af reguleringen.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Energinet korrigerer den balanceansvarlige aktørs køreplaner for aktiveret regulerkraft, hvorfor den balanceansvarlige aktør ikke skal indarbejde regulerkraft i køreplaner.</p>
<p>I forbindelse med overgangen til 15-minutters tidsopløsning og automatisk aktivering af regulerkraftbud, kan de balanceansvarlige aktører ikke nå at indsende korrigerede køreplaner i tide i forhold til den næste market time unit (MTU). Derfor skal praksis ændres, så Energinet i stedet korrigerer køreplanen i forbindelse med en regulerkraftbestilling. Energinet korrigerer køreplanen ud fra regulerkraftbuddets indmeldte gradient og sidenhen ud fra betingelserne for standardproduktet for det kommende europæiske energiaktiveringsmarked.</p> <p>Herudover ønsker Energinet at indskærpe, at der ved regulerkraftbestilling skal forekomme en fysisk respons - en fysisk lastfordeling. Dette har hele tiden været gældende, men aktører har været usikre på, hvorvidt det var tilfældet, og derfor synes der at være et behov for at eksplicitere dette yderligere.</p> <p>Ved aktørmøde 29 juni, blev der udtrykt bekymring for situationer, hvor budet ikke kan aktiveres, da der i dette regelsæt ikke er mulighed for at afvise en aktivering.</p> <p>Ændringen, hvor Energinet overtager indarbejdelsen af mFRR-aktiveringen i køreplanen, kommer til at ske parallelt med indførelsen af 15-min mFRR-bud. I den sammenhæng indføres også muligheden for at afvise en aktivering af et bud (disse ændringer er anmeldt og ligger til godkendelse hos Forsyningstilsynet).</p> <p>På mødet blev også spurgt til mulighederne for at aktivere bud delvist. Denne afklaring foretages i arbejdet vedrørende det nye nordiske energiaktiveringsmarked for mFRR (mFRR EAM), som modtog samme spørgsmål på deres møde d. 23. juni.</p>	

4.4 Forskrift C3

Metode nr. 4	
Enkeltplaner for alle produktionsanlæg, der er ≥ 10 MW, også VE-anlæg	
Nuværende bestemmelse	Ændringsforslag
<p>§ 6.</p> <p><i>Stk. 3.</i> 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>§ 5.</p> <p><i>Stk. 5 litra c).</i> For produktion fra prognosticerbare VE-anlæg ≥ 10 MW indmeldes én nedlukningsplan pr. generatortype, jf. § 6 stk. 3 samt strukturelle data jf. § 6 b, litra b.</p> <p><i>Stk. 5 litra d).</i> For produktion fra prognosticerbare VE-anlæg, som ikke er omfattet af litra c, indmeldes en sumnedlukningsplan pr. primær brændselstype, jf. § 6 stk. 3 samt strukturelle data jf. § 6 b, litra b.</p> <p>§ 6.</p> <p><i>Stk. 3.</i> For prognosticerbare VE-anlæg skal den balanceansvarlige indsende en tidsserie pr. enhed:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Nedlukningseffektplan, med angivelse af hvor mange MW installeret effekt, som er lukket ned, pr. enhed.
<p>Med denne ændring indføres krav om opdeling af nedreguleringsplaner i enkeltplaner for VE-anlæg, der er 10 MW eller større.</p> <p>På baggrund af den væsentlige udvikling i mængden af større VE-anlæg og forventningen til en mere aktiv drift af disse, har Energinet behov for at kende til de enkelte VE-anlægs drift, så det i større omfang er muligt at lave analyser af den forventede netbelastning på specifikke lokaliteter. Dette behov har vist sig gennem det seneste års drift, hvor der har været nærvedhændelser ved større VE-anlæg. Derfor er der indarbejdet krav om specifikke køreplaner for VE-anlæg ≥ 10 MW, svarende til de krav der ligger til specifikke køreplaner for øvrige produktionsanlæg.</p> <p>Forventningen til en større mængde og dermed en større andel af større VE-anlæg kommer fra de faktisk registrerede ønsker til tilslutning, både hos Energinet og hos netselskaberne, samt fra Energistyrelsens analyseforudsætninger (Baggrundsnotat - Solceller (ens.dk)). Særligt forventes der en meget stor vækst i mængden af solceller, som det ses i nedenstående figur.</p>	



I forbindelse med møder med aktørerne blev forslag om en mere detaljeret opdeling af køreplaner, med repræsentation af enkeltanlæg ned til 1 MW, drøftet. Der blev fra aktørerne fremført, at en sådan detaljering ikke ville give bedre køreplaner, da kendskabet til enkeltanlæg i den størrelse ikke var tilstrækkeligt.

På baggrund af disse tilbagemeldinger er det valgt at lægge niveauet for indmelding af enkelt tidsserier ved de 10 MW, som også gælder for andre produktionsanlæg; således sikres at der ikke sker diskriminering. Det anses samtidig for et objektive krav, da grænsen på 10 MW har fungeret i den hidtidige praksis, blot med andre anlægstyper.

Krav om køreplaner har hjemmel både i GLDPM og i SOGL. I denne sammenhæng ændres opdelingen af planer, som tidligere er beskrevet på baggrund af GLDPM-metoden. Muligheden for at opdele køreplaner ligger indenfor beskrivelsen i GLDPM, da den henviser til opdelingen af Energinets netmodellering til benyttelse til dannelse af individuelle netmodeller til brug for den fælles netmodel, og i denne modelstruktur er anlæg mindre end 10 MW summeret, mens øvrige anlæg er modelleret enkeltvis.

På aktørmødet d. 29. juni blev der stillet spørgsmål til, hvilke anlæg der er større end 10 MW. Samtidig med indførelsen af denne ændring til indmelding af køreplaner vil det være muligt at se, hvilke køreplaner den enkelte balanceansvarlige skal indsende, og dermed hvilke anlæg der regnes for at være 10 MW eller større.

I sammenhæng med aktørmødet d. 29. juni blev der også stillet spørgsmål til de store VE-anlæg, som nu skulle sende enkeltplaner, hvorfor de ikke kunne sende nedlukningsplaner. Alle anlæg, som hører til kategorien prognosticerbare VE-anlæg, kan sende nedlukningsplaner; forskellen er, at de store anlæg ikke længere kan indgå i en sum-nedlukningsplan, men at der skal sendes separate nedlukningsplaner for disse anlæg.

Ingen tidligere anmeldelser af metoden.

4.5 Forskrift C3

Metode nr. 5	
Ikke regulerbar produktion, som kan nøjes med at sende nedlukningsplaner	
Nuværende bestemmelse	Ændringsforslag
<p><i>Ingen</i></p> <p>Terminologi og definitioner. Regulerbar produktion Hvis et VE-anlæg 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.</p>	<p>§ 6 b Balanceansvarlige aktører skal indmelde strukturelle data i Electricity Market Service:</p> <p>b) For produktionsanlæg, der benytter VE og kan kategoriseres som prognosticerbare VE-anlæg jf. § 5, stk. 5, litra c og d) skal der angives hvis anlæg ≥ 1 MW kun indmelder nedlukningsplan jf. § 6 stk. 3, litra a, VE-anlæg < 1 MW forventes at tilhøre kategorien prognosticerbare VE-anlæg.</p> <p>Terminologi og definitioner. 12. Prognosticerbare VE-anlæg Prognosticerbare VE-anlæg er produktionsanlæg, der hører til kategorien VE-anlæg, som det forventes at Energinet kan lave en kvalificeret prognose for og hvorom det derfor gælder at:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. anlægget generelt set producerer efter vejrforholdene, kun undtaget situationer med revision, negative priser eller aktiverede bud i m-FRR-markedet 2. der ikke er installeret elektrisk energilagerenhed > 50 kW i samme tilslutningspunkt 3. nettilslutningen højst er 10 % begrænset i forhold til den samlede installerede effekt for flere anlæg bag samme tilslutningspunkt. 4. anlægget ikke er tilsluttet transmissionsnettet. <p>Energinet forventer at VE-anlæg < 1 MW tilhører denne kategori.</p>

	<p style="text-align: center;">13. Regulerbar produktion</p> <p>Regulerbar produktion er er al produktion der ikke hører til kategorien ”prognosticerbare VE-anlæg”.</p>
<p>Med en større andel af VE-anlæg i elsystemet, forventes det også at disse VE-anlæg kommer til at bidrage mere til balanceringen ved at deltage aktivt i markederne. I den sammenhæng har vi revideret mulighederne for at nøjes med at indsende nedlukningsplaner, således at VE-anlæg, der deltager aktivt, skal levere køreplaner på linje med andre produktionsanlæg.</p> <p>Et tidligere ønske har været, at VE-anlæg der ”kører som vinden blæser” (solen skinner), fortsat kan nøjes med at indsende en nedreguleringsplan. Denne nedreguleringsplan understøttes så af Energinets prognoser for disse VE-anlæg, hvor Energinet har mulighed for at lave bedre prognoser, når der er mange VE-anlæg i samme pulje, og derfor en bedre statistisk fordeling. Energinets indsats i denne sammenhæng anses samtidig for at følge proportionalitetsprincippet i SOGL og princippet om højest samlede effektivitet og laveste samlede omkostninger for alle parter.</p> <p>En god prognosticering kan kun gennemføres, hvis det er muligt at udskille VE-anlæg, som bliver drevet mere aktivt, og som derfor ikke kan prognosticeres på baggrund af de vejrdata Energinet har til rådighed.</p> <p>Med mere aktiv drift tænkes fx på begrænset nettilslutning og på tilslutning sammen med energilagerenheder. Hvis et VE- anlæg er tilsluttet under disse betingelser, skal der leveres en fuld effektplan på linje med andre produktionsanlæg. Derfor specificeres en definition af prognosticerbare VE-anlæg, og der gives mulighed for at meddele, hvilken køreplans-type der passer til det enkelte VE-anlæg i en portalløsning, som strukturelle data. Dog undtages VE-anlæg < 1 MW for denne indmelding, da det for øjeblikket antages, at de ikke drives aktivt, og at de derfor indgår i sumnedlukningsplanerne. Hvis der sker væsentlige ændringer i forhold til hvilke anlæg der drives mere aktivt, som har konsekvenser for muligheden for at prognosticere, vil denne opdeling tages op i en fremtidig revision af C3.</p> <p>Hjemmel til fastlæggelse af krav til køreplaner findes både i GLDPM og i SOGL. Ovenstående ændring af krav for, at VE-anlæg kan undtages fra at sende specifikke effekt-køreplaner, men kan nøjes med at sende nedlukningsplaner (altså fortsættelse af nuværende praksis for nogle VE-anlæg), anses for at være understøttet i den godkendte GLDPM-metode.</p>	

På baggrund af ønsker fremsat på aktørmødet d. 29. juni, om at VE-anlæg, der leverer opregulering, fortsat kan nøjes med at sende nedlukningsplaner, er kriterierne for at blive accepteret som prognosticerbare VE-anlæg tilrettet. Anlæg der leverer mFRR/regulerkraft, kan altså fortsat nøjes med at indsende nedlukningsplaner.

På aktørmødet blev stillet spørgsmål til begrebet 'ikke regulerbare anlæg', da det ikke blev set som et forklarende begreb. På denne baggrund er det valgt at benytte begrebet 'prognosticerbare VE-anlæg', da muligheden for at Energinet kan lave kvalificerede prognoser, er den specifikke baggrund for at kunne opretholde denne kategori med mulighed for at sende nedlukningsplaner.

Ingen tidligere anmeldelser af metoden.

4.6 Forskrift C3

Metode nr. 6	
Regulerkraftbud fra VE-anlæg skal markeres med ny opdeling i forhold til regulerbar produktion	
Nuværende bestemmelse	Ændringsforslag
<p>§ 12.</p> <p><i>Stk. 5.</i> 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><i>Stk. 6.</i> Regulerkraftbud, der omfatter VE-anlæg, skal opdeles pr. brændselsstype og skal anføres med en særlig produktkode. Produktkoden fremgår af Energinets forskrift F.</p>	<p>§ 12.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Bud fra VE-anlæg må ikke puljes med andre typer produktionsanlæg. Disse regulerkraftbud skal opdeles i regulerbar produktion og prognosticerbare VE-anlæg.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Regulerkraftbud, der omfatter VE-anlæg, skal opdeles pr. brændselsstype og skal anføres med en særlig produktkode. Produktkoden fremgår af Energinets forskrift F.</p>
<p>Med ændringen af kategoriseringen af VE-anlæg der kan nøjes med at sende nedreguleringsplaner, til kategorien prognosticerbare VE-anlæg, er der behov for en ændret opdeling af beskrivelsen af regulerkraftbuddene.</p> <p>Ændringen hænger sammen med Energinets mulighed for at koble buddene med Energinets egne VE-prognoser eller aktørernes køreplaner. Med opdelingen gives der større mulighed for at følge op på kvaliteten af Energinets prognoser, når der sammenlignes med den faktisk registrerede drift.</p> <p>Der indføres med denne ændring, krav til strukturen af de fremsendte bud under den tidligere benyttede hjemmel.</p>	

Det skal bemærkes at denne ændring i praksis forventes indført oven på nye krav til beskrivelse af bud, anmeldt under AOF m-FRR.

4.7 Forskrift C3

Metode nr. 7	
Direkte linjer	
Nuværende bestemmelse	Ændringsforslag
Ingen	<p>§ 5, Stk. 5, litra h</p> <p>Stk. 5. Omfanget af effektplaner og nedlukningsplaner, der indgår i køreplanen, afhænger af typen af produktion og forbrug:</p> <p>h) For direkte linjer, hvor der er en fælles begrænsning i tilslutningspunktet eller hvor forbrug er tilsluttet sammen med produktion, og hvor forbrug ikke er underlagt § 5 stk. 5 e), f) eller g), skal indmeldes sumplaner for tilslutningsstedet pr. generatortype, jf. § 6 stk. 1 samt strukturelle data jf. § 6 b, litra c.</p> <p>§ 6 b, stk. 1 samt stk. 1, litra c</p> <p>Balanceansvarlige aktører skal indmelde strukturelle data i Electricity Market Service:</p> <p>c) For direkte linjer skal der angives, hvilke anlæg der er tilsluttet.</p>
<p>Energistyrelsens høring over lov om elforsyning af 30. maj 2022 indeholder blandt andet direkte linjer, med definitionen:</p> <p>»8) Direkte linje: Elektricitetsforbindelse, som er beregnet til direkte levering af elektricitet fra en elproduktionsvirksomhed til dennes egne faciliteter eller dattervirksomheder eller bestemte kunder, og som helt eller delvis erstatter benyttelsen af det kollektive elforsyningsnet.«</p> <p>https://hoeringsportalen.dk/Hearing/Details/66481</p> <p>Med Energistyrelsen introduktion af direkte linjer, forventes for disse nettilslutninger en drift, der i højere grad er suboptimeret for den enkelte tilslutning. Dette betyder, at vi ikke har samme forudsætninger for at prognosticere samplaceret forbrug og produktion, denne kategori af tilslutninger er derfor tilføjet med ekstra krav til køreplansindmelding.</p>	

Kravet om indmelding af køreplansdata er hjemlet i SOGL, artikel 46, stk. 1, litra a, b og c, hvor der er angivet at BNB'er, som er anlægsejere af produktionsenheder tilsluttet transmissionssystemet, skal levere køreplansdata til Energinet samt i SOGL, artikel 49, stk. 1, litra a og b, hvor det er angivet at BNB'er, som er anlægsejere af en type B-, C- eller D-produktionsenhed tilsluttet distributionssystemet, skal levere køreplansdata til Energinet.

Der skal indmeldes strukturelle data når anlæg er tilsluttet under direkte linjer, denne indmelding skal ske i Energinets portalløsning, Electricity Market Service, for de balancansvarlige

Kravet om indmelding af placering er fastsat i henhold til SO GL, artikel 45, stk. 1, litra a og artikel 48, stk. 1, litra i, hvor der kan stilles krav til oplysninger om placering af anlægget.

Det skal bemærkes, at den endelige lovgivning ikke er på plads. Hvis det viser sig, at der ikke er behov for særlige regler for direkte linjer, når de endelige rammer er fastlagt, vil kravet ikke blive gennemført.

Ingen tidligere anmeldelser af metoden.

I forbindelse med ovenstående ændringer til kravene er der fundet en række uhensigtsmæssige beskrivelser. Det er ikke forventningen, at kravene ændres med disse tilretninger, kun at de bliver nemmere at forstå.

Med høringsen er også udsendt en C3-version med rettelsermarkeringer, hvori det kan være nemmere at finde ændringerne.

4.8 Forskrift C3

Ikke ændringer til metode	
Diverse præciseringer	
Gældende og anmeldte bestemmelser	Ændringsforslag i høring
<p>PLANHÅNDBLING OG DAGLIGE PROCEDURER</p> <p>I medfør af § 28, stk. 2, nr. 13, § 31, stk. 2-5 og § 84, stk. 5, i lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021, artikel 40, stk. 3, 40, stk. 5, 40, stk.</p>	<p>PLANHÅNDBLING OG DAGLIGE PROCEDURER</p> <p>I medfør af § 28, stk. 2, nr. 13, § 31, stk. 2-5 og § 84, stk. 5, i lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021, artikel 40, stk. 3, 40, stk. 5, 40, stk.</p>

<p>6, 72, 110 og 111 i Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer for så vidt angår analyse af systemområdets tilstrækkelighed, planlægningsprocesser samt meddelelse af planer inden for balanceområdet, og artikel 16 fra Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger for så vidt angår køreplaner for produktion og forbrug, samt efter bemyndigelse i § 7, stk. 1, nr. 3 og 4 i bekendtgørelse nr. 1067 af 28. maj 2021 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., fastsættes følgende:</p>	<p>6, 72, 110 og 111 i Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer for så vidt angår analyse af systemområdets tilstrækkelighed, planlægningsprocesser samt meddelelse af planer inden for balanceområdet, og artikel 16 i Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger for så vidt angår køreplaner for produktion og forbrug, samt efter bemyndigelse i § 7, stk. 1, nr. 3 og 4 i bekendtgørelse nr. 1067 af 28. maj 2021 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., fastsættes følgende:</p>
<p style="text-align: center;">Kapitel 1 <i>Anvendelsesområde og definitioner</i></p>	<p style="text-align: center;">Kapitel 1 <i>Anvendelsesområde og definitioner</i></p>
<p>§ 1. Denne forskrift indeholder generelle og specifikke krav vedrørende planhåndtering.</p> <p style="padding-left: 20px;"><i>Stk. 2.</i> Oversigt over definitioner findes i bilag 1.</p>	<p>§ 1. Denne forskrift indeholder generelle og specifikke krav vedrørende planhåndtering.</p> <p style="padding-left: 20px;"><i>Stk. 2.</i> Oversigt over definitioner findes i bilag 1.</p>
<p style="text-align: center;">Kapitel 2 <i>Aktørplaner</i></p>	<p style="text-align: center;">Kapitel 2 <i>Aktørplaner</i></p>
<p>§ 2. En aktørplan skal omfatte alle anlæg, som den balanceansvarlige aktør er ansvarlig for. Aktørplaner skal udarbejdes for et døgn ad gangen.</p> <p style="padding-left: 20px;"><i>Stk. 2.</i> Aktørplanen for produktionsbalanceansvar skal indeholde time-energiplaner opdelt på:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Produktion, eksklusiv ikke-regulerbar vindkraft – samlet sum i MWh/h 2. Ikke-regulerbar vindkraft – samlet sum i MWh/h 	<p>§ 2. En aktørplan skal omfatte alle anlæg, som den balanceansvarlige aktør er ansvarlig for. Aktørplaner skal udarbejdes af den balanceafregningsansvarlige for et døgn ad gangen.</p> <p style="padding-left: 20px;"><i>Stk. 2.</i> Aktørplanen for produktionsbalanceansvar skal indeholde time-energiplaner opdelt i:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Produktion, eksklusiv ikke-regulerbar vindkraft – samlet sum i MWh/h

<p>3. Handelsplaner – aktøropdelt i MWh/h.</p> <p><i>Stk. 3.</i> For balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar, skal den balanceansvarlige aktørs samlede elproduktion og køb skal være lig med den balanceansvarlige aktørs samlede salg, således at planen er i balance time for time.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Aktørplanen for forbrugsbalanceansvar skal indeholde time-energiplaner opdelt på:</p> <p>1. Handelsplaner – aktøropdelt i MWh/h.</p> <p><i>Stk. 5.</i> For balanceansvarlige aktører med forbrugsbalanceansvar, der har valgt at indsende tidsserier for forbrug, skal den balanceansvarlige aktørs samlede elforbrug og salg skal være lig med den balanceansvarlige aktørs samlede køb, således at planen er i balance time for time.</p> <p><i>Stk. 6.</i> For balanceansvarlige aktører med forbrugsbalanceansvar, der har valgt ikke at indsende tidsserier for forbrug, antages planen altid at være i balance og forbrugsplanen beregnes som summen af handelsplaner med modsat fortegn.</p> <p><i>Stk. 7.</i> Aktørplanen for handelsbalanceansvar skal indeholde time-energiplaner opdelt på:</p> <p>1. Handelsplaner – aktøropdelt i MWh/h.</p> <p><i>Stk. 8.</i> Handelsplaner skal altid modsvares af en modparts handelsplan og skal være i balance time for time. Hvis den balanceansvarlige aktør har handelsbalanceansvar, så skal den balanceansvarlige aktørs samlede køb skal være lig med den balanceansvarlige aktørs samlede salg.</p>	<p>2. Ikke-regulerbar vindkraft – samlet sum i MWh/h</p> <p>3. Handelsplaner – aktøropdelt i MWh/h.</p> <p><i>Stk. 3.</i> For balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar, skal den balanceansvarlige aktørs samlede elproduktion og køb skal være lig med den balanceansvarlige aktørs samlede salg, således at planen er i balance time for time.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Aktørplanen for forbrugsbalanceansvar skal indeholde Handelsplaner – aktøropdelt i MWh/h.</p> <p><i>Stk. 5.</i> For balanceansvarlige aktører med forbrugsbalanceansvar, der har valgt at indsende tidsserier for forbrug, skal den balanceansvarlige aktørs samlede elforbrug og salg være lig med den balanceansvarlige aktørs samlede køb, således at planen er i balance time for time.</p> <p><i>Stk. 6.</i> For balanceansvarlige aktører med forbrugsbalanceansvar, der har valgt ikke at indsende tidsserier for forbrug, antages planen altid at være i balance og forbrugsplanen beregnes som summen af handelsplaner med modsat fortegn.</p> <p><i>Stk. 7.</i> Aktørplanen for handelsbalanceansvar skal indeholde Handelsplaner – aktøropdelt i MWh/h.</p> <p><i>Stk. 8.</i> Handelsplaner skal altid modsvares af en modparts handelsplan og skal være i balance time for time. Hvis den balanceansvarlige aktør har handelsbalanceansvar, så skal den balanceansvarlige aktørs samlede køb skal være lig med den balanceansvarlige aktørs samlede salg.</p>
--	--

<i>Indsendelse og kontrol af aktørplaner dagen før driftsdøgnet</i>	<i>Indsendelse og kontrol af aktørplaner dagen før driftsdøgnet</i>
<p>§ 3. Aktørplaner for det kommende driftsdøgn skal være indsendt til og modtaget af Energinet, senest kl. 15.00 før foreløbig balancekontrol dagen før driftsdøgnet.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Energinet kontrollerer samtlige balanceansvarlige aktørers aktørplaner i perioden efter foreløbig balancekontrol og indtil endelig balancekontrol.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Ved uoverensstemmelse og fejl konstateret af Energinet, skal den balanceansvarlige aktør hurtigst muligt bringe sig i balance ved at genfremsende korrigerede aktørplaner inden endelig balancekontrol kl. 16.00.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Energinet kan afvise aktørplaner, der er modtaget efter kl. 16.00.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Energinet udsender endelig balancekontrol kl. 16.00.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Ved uoverensstemmelser og fejl konstateret efter udsendelse af endelig balancekontrol, ændrer Energinet planerne efter følgende retningslinjer:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ved uoverensstemmelse imellem to handelsplaner, vil Energinet ændre den ene plan, så den numerisk mindste værdi bliver gældende, det vil sige, elhandelen begrænses. 2. Er de to handelsplaner numerisk lige store, men angivet med samme fortegn, vil Energinet ændre begge handelsplaner til 0. 3. Hvis en balanceansvarlig aktør har indsendt en handelsplan, og modparten ikke har indsendt en tilsvarende plan, vil Energinet ændre den balanceansvarliges handelsplan til 0. 	<p>§ 3. Aktørplaner for det kommende driftsdøgn skal være indsendt til og modtaget af Energinet, senest kl. 15.00 før foreløbig balancekontrol dagen før driftsdøgnet.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Energinet kontrollerer samtlige balanceansvarlige aktørers aktørplaner i perioden efter foreløbig balancekontrol og indtil endelig balancekontrol.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Ved uoverensstemmelse og fejl konstateret af Energinet, skal den balanceansvarlige aktør hurtigst muligt bringe sig i balance ved at genfremsende korrigerede aktørplaner inden endelig balancekontrol kl. 16.00.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Energinet kan afvise aktørplaner, der er modtaget efter kl. 16.00.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Energinet udsender endelig balancekontrol kl. 16.00.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Ved uoverensstemmelser og fejl konstateret efter udsendelse af endelig balancekontrol, ændrer Energinet planerne efter følgende retningslinjer:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ved uoverensstemmelse imellem to handelsplaner, vil Energinet ændre den ene plan, så den numerisk mindste værdi bliver gældende, det vil sige, elhandelen begrænses. 2. Er de to handelsplaner numerisk lige store, men angivet med samme fortegn, vil Energinet ændre begge handelsplaner til 0. 3. Hvis en balanceansvarlig aktør har indsendt en handelsplan, og modparten ikke har indsendt en tilsvarende plan, vil Energinet ændre den balanceansvarliges handelsplan til 0.

<p><i>Stk. 7.</i> De i stk. 6 nævnte retningslinjer gælder dog ikke for handelsplaner med elbørser og servicevirksomheder vedrørende intraday handel eller handelsplaner for handel over den jysk-tyske grænse. I disse situationer betragtes handelsplaner fra elbørser og servicevirksomheder samt TenneT altid som retvisende. Ved uoverensstemmelser tilretter Energinet den balanceansvarlige aktørs handelsplan.</p> <p><i>Stk. 8.</i> Omlægninger efter elforsyningslovens § 27c sker ved ændring af indsendte aktørplaner.</p>	<p><i>Stk. 7.</i> De i stk. 6 nævnte retningslinjer gælder dog ikke for handelsplaner med elbørser og servicevirksomheder vedrørende intraday handel eller handelsplaner for handel over den jysk-tyske grænse. I disse situationer betragtes handelsplaner fra elbørser og servicevirksomheder samt TenneT altid som retvisende. Ved uoverensstemmelser tilretter Energinet den balanceansvarlige aktørs handelsplan.</p> <p><i>Stk. 8.</i> Omlægninger efter elforsyningslovens § 27c sker ved ændring af indsendte aktørplaner.</p>
<p><i>Justering af aktørplaner i driftsdøgnet</i></p>	<p><i>Justering af aktørplaner i driftsdøgnet</i></p>
<p>§ 4. Aktørplaner, der er indsendt inden tidsfristen i § 3, stk. 5, kan i driftsdøgnet tilpasses ændrede forbrugs- eller produktionsprognoser ved hjælp af intraday handel og bilateral handel ved indsendelse af justeret aktørplan.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Ændringer til aktørplanen skal indsendes til og være modtaget af Energinet senest 45 minutter før en berørt driftstime.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Den plan, som modtages senest op til en tidsfrist hos Energinet, er gældende. Energinet kan afvise ændringer til aktørplaner, der er modtaget for sent.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Indholdet af den justerede aktørplan skal svare til den oprindelige godkendte aktørplan for driftsdøgnet, men suppleret med ændringer for intraday handel og/eller bilateral handel for at balancere ændrede forbrugs- eller produktionsprognoser eller ændrede handler.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Aktørplanen må ikke indeholde energibidrag for regulerkraftbestillinger foretaget i driftsdøgnet af Energinet.</p>	<p>§ 4. Aktørplaner, der er indsendt inden tidsfristen i § 3, stk. 5, kan i driftsdøgnet tilpasses ændrede forbrugs- eller produktionsprognoser ved hjælp af intraday handel og bilateral handel ved indsendelse af justeret aktørplan.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Ændringer til aktørplanen skal indsendes til, og være modtaget af, Energinet senest 45 minutter før en berørt driftstime.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Den plan, som modtages senest op til en tidsfrist hos Energinet, er gældende. Energinet kan afvise ændringer til aktørplaner, der er modtaget for sent.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Indholdet af den justerede aktørplan skal svare til den oprindeligt godkendte aktørplan for driftsdøgnet, men suppleret med ændringer for intraday handel og/eller bilateral handel for at balancere ændrede forbrugs- eller produktionsprognoser eller ændrede handler.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Aktørplanen må ikke indeholde energibidrag for regulerkraftbestillinger foretaget i driftsdøgnet af Energinet.</p>

<p><i>Stk. 6.</i> Energinet kontrollerer de justerede aktørplaner. Kontrollen gennemføres for den samlede aktørplan.</p> <p><i>Stk. 7.</i> Energinet kontrollerer, om en balanceansvarlig aktørs justerede planer for intraday handel og bilateral handel er i overensstemmelse med modpartens planer for intraday handel og bilateral handel, og at planen er i balance. Kontrollen omfatter både de balanceansvarlige aktørers nye justerede planer og allerede godkendte (og uændrede) handler. Ændring af justerede planer sker efter retningslinjerne i § 3, stk. 6.</p>	<p><i>Stk. 6.</i> Energinet kontrollerer de justerede aktørplaner. Kontrollen gennemføres for den samlede aktørplan.</p> <p><i>Stk. 7.</i> Energinet kontrollerer, om en balanceansvarlig aktørs justerede planer for intraday handel og bilateral handel er i overensstemmelse med modpartens planer for intraday handel og bilateral handel, og at planen er i balance. Kontrollen omfatter både de balanceansvarlige aktørers nye justerede planer og allerede godkendte (og uændrede) handler. Ændring af justerede planer sker efter retningslinjerne i § 3, stk. 6.</p>
<p style="text-align: center;">Kapitel 3 <i>Køreplaner for regulerbar produktion og forbrug</i></p>	<p style="text-align: center;">Kapitel 3 <i>Køreplaner for produktion og forbrug</i></p>
<p>§ 5. Balanceansvarlige aktører med regulerbart forbrug og produktion skal oplyse Energinet om forventet drift af deres anlæg ved indsendelse af køreplaner i form af 5-minutters effektplaner. Køreplaner skal løbende opdateres, så de afspejler den reelle drift.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Første version af køreplanen for det kommende driftsdøgn skal være indsendt til og modtaget af Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Effektplanerne skal til enhver tid afspejle den forventede.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Elektriske energilageranlæg anses som forbrug eller produktion, når de aftager, henholdsvis leverer strøm til nettet, jf dog stk 5.</p> <p><i>Stk. 5.</i> For de i stk. 4 nævnte elektriske energilageranlæg gælder følgende</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Frem til 31/12 2021 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 10 MW. 	<p>§ 5. Balanceansvarlige aktører med forbrug og produktion skal oplyse Energinet om forventet drift af deres anlæg ved indsendelse af køreplaner, samt ved opdatering af strukturelle data.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Første version af køreplanen for det kommende driftsdøgn skal være indsendt til og modtaget af Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Effektplanerne og nedlukningsplanerne i køreplanen skal til enhver tid afspejle den forventede drift, dog undtaget aktiveret regulerkraft, jf. Planbestilling af regulerkraft, § 16, stk. 4.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Elektriske energilageranlæg anses som forbrug eller produktion, når de aftager, henholdsvis leverer, strøm til nettet, og indregnes tilsvarende i køreplaner for forbrug eller produktion.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Omfanget af effektplaner og nedlukningsplaner, der indgår i køreplanen, afhænger af typen af forbrug og produktion, hvor opdelingen af produktioner er nærmere defineret i bilag 1:</p>

<p>b) Fra den 1.1.2022 frem til den 31.12.2022 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 3 MW.</p> <p>c) Fra den 1.1.2023 skal den balanceansvarlige aktør levere køreplaner for elektriske energilageranlæg > 125 kW.</p> <p>Stk. 6. Omfanget af effektplaner, der indgår i køreplanen, afhænger af typen af produktion og forbrug:</p> <p>a) For havmølleparker ≥ 25 MW indmeldes én effektplan pr. park.</p> <p>b) For regulerbar produktion ≥ 10 MW og produktion tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. generatortype.</p> <p>c) For regulerbar produktion, som ikke er omfattet af litra a og b, indmeldes en sum pr. primær brændselstype.</p> <p>d) For regulerbart forbrug ≥ 10 MW indmeldes én effektplan pr. forbrugssted.</p> <p>e) For forbrug ≥ 10 MW med forbrug > 100.000 kWh om året og forbrug tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. forbrugssted.</p> <p>f) For regulerbart forbrug som ikke er omfattet af litra d eller e indmeldes en sum for alle forbrugssteder.</p>	<p>a) For regulerbar produktion ≥ 10 MW og regulerbar produktion tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. generatortype, jf. § 6 stk. 2 samt strukturelle data jf. § 6 b, litra a.</p> <p>b) For regulerbar produktion, som ikke er omfattet af litra a, indmeldes en sumeffektplan pr. primær brændselstype, jf. § 6 stk. 2.</p> <p>c) For produktion fra prognosticerbare VE-anlæg ≥ 10 MW indmeldes én nedlukningsplan pr. generatortype, jf. § 6 stk. 3 samt strukturelle data jf. § 6 b, litra b.</p> <p>d) For produktion fra prognosticerbare VE-anlæg, som ikke er omfattet af litra c, indmeldes en sumnedlukningsplan pr. primær brændselstype, jf. § 6 stk. 3 samt strukturelle data jf. § 6 b, litra b.</p> <p>e) For regulerbart forbrug ≥ 10 MW indmeldes én effektplan pr. forbrugssted, jf. § 6 a stk. 2, litra a-c.</p> <p>f) For forbrug ≥ 10 MW med forbrug > 100.000 kWh om året og for forbrug tilsluttet transmissionsnettet indmeldes én effektplan pr. forbrugssted, jf. § 6 a stk. 3.</p> <p>g) For regulerbart forbrug, som ikke er omfattet af litra e, indmeldes en sumeffektplan for alle forbrugssteder, jf. § 6 a stk. 2, litra a.</p> <p>h) For direkte linjer, hvor der er en fælles begrænsning i tilslutningspunktet eller hvor forbrug er tilsluttet sammen med produktion, og hvor forbrug ikke er underlagt § 5 stk. 5 e), f) eller g), skal indmeldes sumplaner for tilslutningsstedet pr.</p>
---	--

	<p>generatortype, jf. § 6 stk. 1 samt strukturelle data jf. § 6 b, litra c.</p>
<p>§ 6. Køreplanen for balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar skal som minimum indeholde følgende tidsserier for hver af enhederne generator/sum af anlæg:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Produktionsplan pr. enhed i MW 2. Aktuel minimumkapacitet pr. enhed i MW 3. Aktuel maksimumkapacitet pr. enhed i MW. <p><i>Stk. 2.</i> Der skal indmeldes reaktiv effekt-begrænsning hhv. undermagnetiseret og overmagnetiseret i selvbetjeningsportalen for enheder under § 5, stk. 6, litra b.</p> <p><i>Stk. 3.</i> Ikkeregulerbare 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 havmøllepar-ker ≥ 25 MW.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Køreplan for balanceansvarlige aktører med regulerbart forbrug, som er stillet til rådighed for Energinet, skal indeholde følgende tidsserier:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Samlet regulerbart forbrug pr. forbrugssted i MW b) Aktuel minimumkapacitet pr. forbrugssted omfattet af § 5, stk. 6, litra d. c) Aktuel maksimumkapacitet pr. forbrugssted omfattet af § 5, stk. 6, litra d. <p><i>Stk. 5</i> Køreplan for forbrugsansvarlige aktører med forbrug tilsluttet transmissionsnettet skal indeholde følgende tidsserier:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Samlet forbrug pr. forbrugssted i MW. 	<p>§ 6. Køreplanen for balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar skal indeholde tidsserier, der er opdelt på 5-minutters værdier for hver af enhederne generatortype/sum af anlæg, så al produktion er indeholdt. Værdier i effektplaner skal angives i MW med én decimal.</p> <p><i>Stk. 2.</i> For regulerbar produktion skal den balanceansvarlige indsende følgende tidsserier pr. enhed:</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Produktionseffektplan pr. enhed. 5. Aktuel minimumkapacitet pr. enhed. 6. Aktuel maksimumkapacitet pr. enhed. <p><i>Stk. 3.</i> For prognosticerbare VE-anlæg skal den balanceansvarlige indsende en tidsserie pr. enhed:</p> <ol style="list-style-type: none"> b) Nedlukningseffektplan, med angivelse af hvor mange MW installeret effekt, som er lukket ned, pr. enhed. <p>§ 6 a Køreplan for balanceansvarlige aktører med forbrug, som specificeret i § 5, stk. 5, litra e-g, skal indeholde tidsserier opdelt på 5-minutters værdier for hver af enhederne forbrugssted/sum af forbrugssteder. Værdier i effektplaner skal angives i MW med én decimal.</p> <p><i>Stk. 2.</i> For regulerbart forbrug skal den balanceansvarlige indsende følgende tidsserier pr. enhed:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Samlet regulerbart forbrug pr. enhed. b) Aktuel minimumkapacitet pr. enhed omfattet af § 5, stk. 5, litra e.

	<p>c) Aktuel maksimumkapacitet pr. enhed omfattet af § 5, stk. 5, litra e.</p> <p><i>Stk. 3</i> For forbrug ≥ 10 MW med forbrug > 100.000 kWh om året og for forbrug tilsluttet transmissionsnettet skal den balanceansvarlige indsende følgende tidsserie:</p> <p>a) Samlet forbrug pr. forbrugssted.</p> <p>§ 6 b Balanceansvarlige aktører skal indmelde strukturelle data i Electricity Market Service:</p> <p>a) For produktionsanlæg jf. §5 stk. 5 litra a skal der indmeldes reaktiv effekt begrænsning hhv. undermagnetiseret og overmagnetiseret.</p> <p>b) For produktionsanlæg, der benytter VE og kan kategoriseres som prognosticerbare VE-anlæg jf. § 5, stk. 5, litra c og d) skal der angives hvis anlæg ≥ 1 MW kun indmelder nedlukningsplan jf. § 6 stk. 3, litra a, VE-anlæg < 1 MW forventes at tilhøre kategorien prognosticerbare VE-anlæg.</p> <p>c) For direkte linjer skal der angives, hvilke anlæg der er tilsluttet.</p>
<p>§ 7. 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><i>Stk. 2.</i> Kontaktpersonen skal have overblik over de værker/anlæg, som den balanceansvarlige aktør er balanceansvarlig for, og skal sikre, at der løbende indsendes reviderede køreplaner i</p>	<p>§ 7. 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><i>Stk. 2.</i> Kontaktpersonen skal have overblik over de værker/anlæg, som den balanceansvarlige aktør er balanceansvarlig for, og skal sikre, at der løbende indsendes reviderede køreplaner i</p>

overensstemmelse med den forventede drift på samtlige værker/anlæg tilhørende den balanceansvarlige aktørs balanceansvar.	overensstemmelse med den forventede drift på samtlige værker/anlæg tilhørende den balanceansvarlige aktørs balanceansvar.
<i>Indsendelse af justerede køreplaner i driftsdøgnet</i>	<i>Indsendelse af justerede køreplaner i driftsdøgnet</i>
<p>§ 8. Hvis en balanceansvarlig aktørs forventede fysiske produktion eller fysiske forbrug afviger fra køreplanen med mere end 10 % af installeret effekt pr. anlæg eller 10 % af summen for anlæg under 10 MW i mere end 10 minutter, skal den balanceansvarlige aktør indsende en ny køreplan til Energinet. Dog gælder en minimumgrænse på 10 MW uanset installeret effekt.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis den balanceansvarlige aktør ikke kan overholde den senest indsendte køreplan, skal den balanceansvarlige aktør indsende en ny køreplan.</p>	<p>§ 8. Hvis en balanceansvarlig aktørs forventede fysiske produktion eller fysiske forbrug afviger fra køreplanen med mere end 10 % af installeret effekt pr. anlæg eller 10 % af summen for anlæg under 10 MW i mere end 10 minutter, skal den balanceansvarlige aktør indsende en ny køreplan til Energinet. Dog gælder en minimumsgrænse på 10 MW uanset installeret effekt.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis den balanceansvarlige aktør ikke kan overholde den senest indsendte køreplan, skal den balanceansvarlige aktør indsende en ny køreplan.</p>
<i>Udveksling af data</i>	<i>Udveksling af data</i>
<p>§ 9. Data om køreplaner, jf. §§ 5-6, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) via kommunikationsplatformen MADES (IED 62325-503); som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via selvbetjeningsportalen. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis der opstår alvorlige fejl, som 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>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. 	<p>§ 9. Data om køreplaner, jf. §§ 5-6, skal udveksles i informationsmodellen ENTSO-E CIM (IEC 62325-351) via kommunikationsplatformen MADES (IED 62325-503); som alternativ kommunikationsplatform kan data udveksles via Electricity Market Service. For at sikre dataudvekslingen skal test gennemføres før benyttelse.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Hvis der opstår alvorlige fejl, som 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>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>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>dette ikke lykkes, fortsættes til litra b).</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>
Kapitel 4 <i>Kapacitetsprognoser og kapacitetsplaner</i>	Kapitel 4 <i>Kapacitetsprognoser og kapacitetsplaner</i>
<p>§ 10. 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> Balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar skal for alle elproducerende anlæg ≥ 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 ≥ 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 	<p>§ 10. Kapacitetsprognoser og kapacitetsplaner omfatter følgende:</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. 4-ugers-prognoseplan 5. Døgnprognose 6. Produktionsplaner for reserveforpligtelser <p><i>Stk. 2.</i> Balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar skal for alle elproducerende anlæg ≥ 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 ≥ 25 MW for hver af de pågældende 4 uger indeholde følgende oplysninger:</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. Navn på blok/anlæg 7. Anlæggets driftstilstand: <ol style="list-style-type: none"> a. Driftsklart b. Betinget driftsklart c. Revision

<p>d. Havareret e. Mølpose f. Ikke idriftsat g. Skrottet</p> <p>3. Nominel ydelse (MW) og indmeldes med én værdi for 4-ugers-perioden</p> <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</p>	<p>d. Havareret e. Mølpose f. Ikke idriftsat g. Skrottet</p> <p>8. Nominel ydelse (MW) og indmeldes med én værdi for 4-ugers-perioden</p> <p>9. Forventet maks. ydelse ved forventet driftsform (MW) og indmeldes med én værdi for hver af de 4 uger</p> <p>10. 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</p>
--	---

foreligge i ajourført stand dagen før driftsdøgnet og i driftsdøgnet.	foreligge i ajourført stand dagen før driftsdøgnet og i driftsdøgnet.
<p>§ 11. Balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar skal for alle el-producerende anlæg ≥ 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 ≥ 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). <p><i>Stk. 3.</i> 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><i>Stk. 4.</i> Produktionskapacitet skal oplyses på timebasis.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Døgnprognosen skal være fremsendt til Energinet senest kl. 07.30 dagen før driftsdøgnet.</p>	<p>§ 11. Balanceansvarlige aktører med produktionsbalanceansvar skal for alle el-producerende anlæg ≥ 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 ≥ 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). <p><i>Stk. 3.</i> 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><i>Stk. 4.</i> Produktionskapacitet skal oplyses på timebasis.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Døgnprognosen skal være fremsendt til Energinet senest kl. 07.30 dagen før driftsdøgnet.</p>
Kapitel 5 <i>Regulerkraft</i>	Kapitel 5 <i>Regulerkraft</i>
<p>§ 12. Energinet skal aktivere regulerkraft for at holde den fysiske balance i elsystemet.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Regulerkraftbud fra balanceansvarlig aktør med produktionsbalanceansvar eller forbrugsbalanceansvar med regulerbart forbrug består af en tidsserie og skal indeholde følgende:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Balanceansvarlig aktør 	<p>§ 12. Energinet skal aktivere regulerkraft for at holde den fysiske balance i elsystemet.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Regulerkraftbud fra balanceansvarlig aktør med produktionsbalanceansvar eller forbrugsbalanceansvar med regulerbart forbrug består af en tidsserie og skal indeholde følgende:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Balanceansvarlig aktør

<ol style="list-style-type: none"> 2. Entydig budreference 3. Prisområde (DK1 eller DK2) 4. Dødtid for regulering 5. Start og stop-gradient for regulering 6. Enhedsnavn (valgfri) 7. Kontrakt-id (reference til aftaler med Energinet). <p><i>Stk. 3.</i> For hvert tidsinterval som bud det tilbydes i (i hele timer) skal det angives:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reguleringsmængde i MW 2. Prisen for reguleringen i DKK/MWh eller EUR/MWh <p><i>Stk. 4.</i> Dødtid for regulering skal angive tiden fra afgivelse af ordre til start af regulering. Tiden er fem minutter for planbestilt regulerkraft.</p> <p><i>Stk. 5.</i> 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><i>Stk. 6.</i> Regulerkraftbud, der omfatter VE-anlæg, skal opdeles pr. brændsels-type og skal anføres med en særlig produktkode. Produktkoden fremgår af Energinets forskrift F.</p> <p><i>Stk. 7.</i> For balanceansvarlige aktører, som har forpligtiget sig til at levere regulerkraft, skal første bud minimum svarende til reserveforpligtigelsen indsendes til Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet.</p> <p><i>Stk. 8.</i> Nye regulerkraftbud kan indmeldes, og eksisterende bud ændres i pris og mængde, indtil 45 minutter før en driftstimes påbegyndelse. Tidspunktet regnes fra modtagelsestidspunktet hos Energinet. Bud og ændringer, der modtages senere, vil ikke blive accepteret af Energinet.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 2. Entydig budreference 3. Prisområde (DK1 eller DK2) 4. Dødtid for regulering 5. Start og stop-gradient for regulering 6. Enhedsnavn (valgfri) 7. Kontrakt-id (reference til aftaler med Energinet). <p><i>Stk. 3.</i> For hvert tidsinterval som bud det tilbydes i (i hele timer) skal angives:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reguleringsmængde i MW 2. Prisen for reguleringen i DKK/MWh eller EUR/MWh <p><i>Stk. 4.</i> Dødtid for regulering skal angive tiden fra afgivelse af ordre til start af regulering. Tiden er fem minutter for planbestilt regulerkraft.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Bud fra VE-anlæg må ikke puljes med andre typer produktionsanlæg. Disse regulerkraftbud skal opdeles i regulerbar produktion og prognosticerbare VE-anlæg.</p> <p><i>Stk. 6.</i> Regulerkraftbud, der omfatter VE-anlæg, skal opdeles pr. brændsels-type og skal anføres med en særlig produktkode. Produktkoden fremgår af Energinets forskrift F.</p> <p><i>Stk. 7.</i> For balanceansvarlige aktører, som har forpligtiget sig til at levere regulerkraft, skal første bud, der som minimum skal svare til reserveforpligtigelsen, indsendes til Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet.</p> <p><i>Stk. 8.</i> Nye regulerkraftbud kan indmeldes, og eksisterende bud ændres i pris og mængde, indtil 45 minutter før en driftstimes påbegyndelse. Tidspunktet regnes fra modtagelsestidspunktet hos Energinet. Bud og ændringer, som modtages senere, vil ikke blive accepteret af Energinet.</p>
---	--

<i>Planbestilling af regulerkraft</i>	<i>Planbestilling af regulerkraft</i>
<p>§ 13. Regulering sker på baggrund af en 5-minutters-effektplan med reference til budet, fremsendt fra Energinet til den balanceansvarlige aktør. Effektplanen er et tillæg til den balanceansvarlige aktørs senest indsendte planer.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Regulerkraftbud >10 MW kan blive delvist aktiveret, dog kan regulerkraftbestillingen ikke gå under 10 MW bortset fra ved aktivering (opkørsel) og deaktivering (nedkørsel).</p> <p><i>Stk. 3.</i> Det er summen af aktiveringer, som fremgår af senest fremsendte plan.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Den balanceansvarlige aktør planlægger og lastfordeler reguleringen forud for start af reguleringen og returnerer køreplanen, hvori reguleringen er inkluderet. Ved bestilling hen over kl. 24.00, skal der sendes ny plan for såvel døgnet før og efter midnat.</p>	<p>§ 13. Regulering sker på baggrund af en 5-minutters-effektplan med reference til budet, fremsendt fra Energinet til den balanceansvarlige aktør. Effektplanen er et tillæg til den balanceansvarlige aktørs senest indsendte planer.</p> <p><i>Stk. 2.</i> Regulerkraftbud >10 MW kan blive delvist aktiveret, dog kan regulerkraftbestillingen ikke gå under 10 MW bortset fra ved aktivering (opkørsel) og deaktivering (nedkørsel).</p> <p><i>Stk. 3.</i> Det er summen af aktiveringer, som fremgår af senest fremsendte plan.</p> <p><i>Stk. 4.</i> Den balanceansvarlige aktør planlægger og lastfordeler reguleringen rent fysisk på de aktiverede anlæg forud for start af reguleringen.</p> <p><i>Stk. 5.</i> Energinet korrigerer den balanceansvarlige aktørs køreplaner for aktiveret regulerkraft, hvorfor den balanceansvarlige aktør ikke skal indarbejde regulerkraft i køreplaner.</p>
Kapitel 6 <i>Håndhævelse og sanktioner</i>	Kapitel 6 <i>Håndhævelse og sanktioner</i>
<p>§ 14. Energinet kan meddele påbud om overholdelse af denne forskrift til en aktør, der groft eller gentagne gange tilsidesætter sine forpligtelser efter denne forskrift. Ved manglende opfyldelse af et påbud kan Energinet træffe afgørelse om, at aktøren helt eller delvist udelukkes fra at gøre brug af Energinets ydelser.</p>	<p>§ 14. Energinet kan meddele påbud om overholdelse af denne forskrift til en aktør, der groft eller gentagne gange tilsidesætter sine forpligtelser efter denne forskrift. Ved manglende opfyldelse af et påbud kan Energinet træffe afgørelse om, at aktøren helt eller delvist udelukkes fra at gøre brug af Energinets ydelser.</p>
Kapitel 7 <i>Klage m.v.</i>	Kapitel 7 <i>Klage m.v.</i>
<p>§ 15. Klage over indholdet af denne forskrift kan indbringes for Forsyningstilsynet.</p>	<p>§ 15. Klage over indholdet af denne forskrift kan indbringes for Forsyningstilsynet.</p>

<p>Stk. 2. Påbud efter § 14 kan indbringes for Forsyningstilsynet.</p> <p>Stk. 3. Afgørelser truffet af Energinet i medfør af denne forskrift, der medfører afregistrering af en virksomhed som bruger af DataHub, kan af den virksomhed, som afgørelsen vedrører, forlanges indbragt for domstolene. Anmodning herom skal fremsættes overfor Energinet senest 4 uger efter at afgørelsen er meddelt virksomheden. Energinet anlægger sag mod den pågældende virksomhed efter retsplejelovens regler om borgerlige sager. Domstolsprøvelsen har ikke opsættende virkning.</p>	<p>Stk. 2. Påbud efter § 14 kan indbringes for Forsyningstilsynet.</p> <p>Stk. 3. Afgørelser truffet af Energinet i medfør af denne forskrift, der medfører afregistrering af en virksomhed som bruger af DataHub, kan af den virksomhed, som afgørelsen vedrører, forlanges indbragt for domstolene. Anmodning herom skal fremsættes overfor Energinet senest 4 uger efter at afgørelsen er meddelt virksomheden. Energinet anlægger sag mod den pågældende virksomhed efter retsplejelovens regler om borgerlige sager. Domstolsprøvelsen har ikke opsættende virkning.</p>
Kapitel 8 <i>Ikrafttræden</i>	Kapitel 8 <i>Ikrafttræden</i>
§ 16. Forskriften træder i kraft den x. xxx 202x.	§ 16. Forskriften træder i kraft den x. xxx 202x.
<p>Ved gennemlæsningen af forskriften i forbindelse med ovenstående ændringer, er der fundet behov for en række præciseringer og strukturelle tilretninger, som ikke ændrer på de fastsatte krav, men som bør gøre kravene mere forståelige.</p>	

Hvis nærværende anmeldelse giver anledning til spørgsmål, kan Energinet kontaktes på myndighed@energinet.dk.