ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
6. oktober 2026

Forfatter:
SGL

NOTAT

HØRINGSNOTAT - ÆNDRING AF FORSKRIFT IFT. UAFHÆNGIGE AGGREGATORER

1. Indledning

Energinet sendte den 23. juni 2026 en revideret udgave af Forskrift D1 – 'Afregningsmåling', Forskrift H1 – 'Skift af elleverandør', Forskrift I – 'Stamdata', og Forskrift C2 – Balancemarkedet og Balanceafregning' i høring. Forskrifterne forventes metodeanmeldt til Forsyningstilsynet oktober 2026 og træder i kraft efter godkendelse af Forsyningstilsynet.

1.1 Høring

Den offentlige høring blev gennemført i perioden 23. juni 2026 til og med tirsdag den 18. august 2026, hvor udkast til forskrifterne blev sendt til de høringsparter, der er listet i Bilag 1 foruden offentliggørelse på Energinets hjemmeside på www.energinet.dk under høringer (Høringer (energinet.dk)).

Energinet har modtaget høringssvar fra følgende aktører:
Green Power Denmark
Andel Energi A/S
EWII A/S

2. Generel bemærkning til høringssvarene

Det er Energinets opfattelse, at det har været svært for aktørerne at forstå de ændringer, der foreslås i forskrifterne helt til bunds. Der er derfor i høringssvarene afgivet afklarende spørgsmål, hvorfor der indledningsvist i høringsnotatet laves en vejledende beskrivelse af ændringerne for uafhængig aggregator.

Der er to grundlæggende ændringer reglerne for uafhængig aggregator og det er ændringen om balanceansvar, som har givet anledning til flest afklarende bemærkninger, hvorfor det alene er denne del, som beskrives i dette generelle afsnit. Den anden grundlæggende ændring er fjernelsen af stamdata, som behandles som en del af de enkelte høringssvars bemærkninger.

Det nye i metoden er, at alle aktører, som håndterer energi i elsystemet, skal have et balanceansvar. Det betyder også, at uafhængig aggregator ikke længere er en selvstændig rolle, men derimod en funktion, som markedsaktørerne kan anvende til at levere systemydelser eller handle energi, uden at have balanceansvaret på selve den fleksible enhed, som uafhængig aggregator regulerer.

For at sikre klarhed over rollerne, så er der alene to roller, som er relevante for funktionen uafhængige aggregatorer:

> **Balanceansvarlig / Balance Responsible Party / BRP** – Denne markedsaktør handler med energi på engrosmarkederne, dvs. Day Ahead, Intraday og balancemarkedet, samt eventuelt med andre balanceansvarlige. De balanceansvarliges handelspositioner afstemmes via ubalanceafregningen med de faktiske energiopgørelser (målinger) i DataHub. Balanceansvarlige har *elleverandører* som kunder.
>
> **Leverandør af balanceringstjenester / Balance Service Provider / BSP** – Denne markedsaktør sælger fleksibilitet til Energinet, også kaldet *leverandør af*

balanceringstjenester. Hvis denne aktør leverer energirige balanceringstjenester (mFRR, aFRR, FCR-N) til Energinet, skal *BSP'en* også være *BRP* til håndtering af energien i systemydelsen, som skal indgå i ubalanceafregning.

Ønsker en uafhængig aggregator således at levere balanceringstjenester til Energinet, skal denne være registreret som **BSP** og hvis balanceringstjenesterne indeholder energi eller uafhængig aggregator ønsker at handle energi på engrosmarkederne, skal uafhængige aggregator være registreret som **BRP**. Det betyder også, at der ikke vil være forskel mellem fx garantistillelser mellem en "traditionel BRP" og en "uafhængig aggregator BRP", da en BRP er en BRP uanset hvilke funktioner i markedet, BRP'en ønsker at anvende.

Forskellen mellem en "traditionel BRP" og en "uafhængig aggregator BRP" er, hvorvidt man har det generelle balanceansvar for hele installationen via elleverandørens aftale med kunden. Det er den traditionelle BRP, der har dette, eller aktøren regulerer en enkelt enheds fleksibilitet. Det er uafhængige aggregator, der gør dette og for at sikre, at alle betaler de rette omkostninger til elsystemet, er disse uafhængige aggregator aktiveringer nødvendige at registrere og i ubalanceafregningen sikre, at de tilfalder de rette aktører. Det er dette uafhængig aggregator metoden omhandler.

Energinet har i 2026 indført et nyt begreb i markedet kaldet *Multipart BSP*. Dette er i princippet ikke noget nyt, men en vejledning til aktører, som fortæller, hvordan en BRP, en BSP (aggregator) og en elleverandør kan samarbejde om at levere energirige balanceringstjenester, selvom BSP'en ikke har balanceansvaret for de enheder, der indgår i installation. Dette er de samme principper som uafhængig aggregator, men her har aktørerne håndteret kompensation og ubalancekorrektion på baggrund af kommercielle aftaler med hinanden.

For klarhedens skyld er her en sammenstilling af BRP, BSP, uafhængig aggregator og multipart BSP. Sammenstillingen gælder dog alene energirige balanceringstjenester og energihandler i engrosmarkederne.

	Balance Responsible Party	Balance Service Provider	Multipart BSP	Uafhængig aggregator
Rolle	Se forklaringen foroven	Se forklaringen foroven	Skal være BSP og BRP selv for at levere fleksibilitet til balancemarkedet og eventuelt til Day Ahead og Intraday, samt have aftale med den traditionelle BRP om kompensation og ubalancekorrektion.	Skal som minimum være BRP for at handle fleksibilitet i Day Ahead og IntraDay markedet. Derudover BSP for at levere balanceringstjenester.
Handleru m	Kan handle strømfor-brug/produktion på alle engrosmarkeder inkl. finansielle hand-ler	Ikke muligt at handle energi.	Kan handle strømforbrug/produkti on på alle engrosmarkeder inkl. finansielle handler	Kan handle strømforbrug/produkti on på alle engrosmarkeder inkl. finansielle handler
Aftalestruk tur	Har kontrakter/aftaler med elleverandører	Har kontrakt med anlægsejer	Har kontrakt med BRP og elleverandøren,	Har kontrakt med anlægsejer. Øvrige

			samt eventuelt anlægsejer	forhold er reguleret i metoden for uafhængig aggregator.
Ansvar i ubalanceaf regningen	Ubalanceafregnes og er finansielt ansvarlig for de ubalancer, som ikke er handlet forud for driftstidspunktet	Modtager betaling af Energinet for leverancen af balanceringstjenester. Eventuelle energiubalancer, varetages som BRP.	Modtager betaling af Energinet for leverancen af balanceringstjenester. Øvrig afregning foregår bilateralt mellem aftalepartnerne.	Afregnes for leverance af balanceringstjenester som BSP. Er som BRP finansielt ansvarlig for egne aktiveringer, både til levering af balanceringstjenester og til ubalanceafregning af Day Ahead og Intraday

Ny definition: Korrektionshandel

Ovenstående rolle og ansvarsfordeling i tabellen vil medføre, at både den balanceansvarlige for installationen og den uafhængige aggregators balanceansvarlige ville gå i ubalance, hvis der ikke blev lavet mere. For at sikre, at hver af de to balanceansvarliges ubalancer korrigeres for uafhængig aggregators aktiveringer, sker der en **korrektionshandel**, hvor energien overføres mellem de to balanceansvarlige til en reguleret pris, som svarer til Day Ahead prisen, samt et handelsgebyr. Denne mekanisme er nærmere beskrevet i metodeanmeldelsen. Det er de aktiverede energimængder, der ligger til grund for korrektionshandler og der kommer nærmere regler for korrektionshandlerne, som angives i metodeanmeldelsen. Korrektionshandler har altid afsæt i reglerne om korrektioner, jf. aggregeringsbekendtgørelsen. Samtidig vil prisen for korrektionshandler udgøre kompensationen, jf. reglerne om kompensation i aggregeringsbekendtgørelsen.

Særlig bemærkning vedrørende handelsplaner, køreplaner mv.

Energinet arbejder på at ændre kravene til planhåndtering med henblik på smidigere planhåndtering for både multipart BSP og uafhængig aggregator. Dette forløb kører selvstændigt, da der også kommer andre ændringer, som ikke vedrører uafhængige aggregatorer. Den første nyhed om dette er allerede meldt ud på Energinets hjemmeside: Ændringer til Forskrift C3 på vej, hvorfor der for dette emne henvises til det andet spor. Energinet sørger dog for, at de to spor er koordineret, så de ikke modarbejder hinanden.

3. Høringskommentarer til forskrift D1, H1, H3, I, F1 og C1

3.1 Green Power Denmark

Green Power Denmark
Energinet takker mange gange for det omfangsrige høringssvar.

Green Power Denmark har afgivet et ganske omfangsrigt høringssvar, som stiller en masse afklarende spørgsmål. Af denne årsag er høringssvaret klippet op i sektioner, som Energinet besvarer undervejs. Energinets svar er tydelig markeret med grøn baggrund.

Der er afgivet følgende høringssvar:

Høringssvar til metoden for uafhængig aggregator og deraf afledte tilpasninger af forskrift H1, I, D1 og C2

Green Power Denmark takker for muligheden for at afgive høringssvar til Energinets metode for uafhængige aggregatorer.

Green Power Denmark finder det afgørende, at metoden for uafhængig aggregator bliver velbeskrevet, veldokumenteret og understøtter tillidsfulde og transparente elmarkeder. Nye markedsroller som uafhængig aggregator skal bidrage til, at aktive elkunder og virksomheder i højere grad kan stille deres fleksibilitet til rådighed og deltage i elmarkederne. Det forudsætter imidlertid, at roller og ansvar i elmarkedet er klart defineret.

Green Power Denmark mener derfor, at markedsroller som uafhængige aggregatorer ikke må kunne agere risikofrit i markedet. Metoden bør derfor værne om det grundlæggende princip, at den aktør, der forårsager en ubalance, også hæfter for de omkostninger, ubalancen medfører. Hvis en markedsaktør ikke gøres ansvarlig for de ubalancer, den forårsager, risikerer omkostningerne at blive sendt videre til andre aktører og i sidste ende til elkunderne. Det kan svække tilliden til markedet og potentielt hæmme elektrificeringen. Det kan eksempelvis være en virksomhed, der overvejer at stille fleksibelt elforbrug fra varmepumper, batterier eller procesanlæg til rådighed, som afholder sig fra at deltage, hvis der er usikkerhed om, hvem der bærer ansvaret for ubalancer og de efterfølgende omkostninger.

Det bør samtidig fremgå eksplicit, at den balanceansvarlige skal holdes økonomisk neutral for ubalancer, datamangler eller afregningsmæssige konsekvenser, som skyldes en uafhængig aggregators handlinger, manglende levering eller fejl i målinger og data. En sådan afgrænsning er nødvendig for at undgå, at risiko indirekte flyttes fra den aktør, der kontrollerer fleksibiliteten, til den aktør, der fortsat har balanceansvaret for den relevante portefølje.

Energinets svar: Energinet bemærker, at Energinet er underlagt regler, som fx elmarkedsforordningen, som angiver, at de måledata, de uafhængige aggregatorer hjemtager, skal anvendes, hvilket betyder, at Energinet ikke kan efterkomme Green Power Denmarks ønske om at holde balanceansvarlige økonomisk neutrale. Energinet efterkommer dog ønsket i det omfang, det er muligt.

Erfaringerne fra detailmarkedet viser, at et komplekst marked og manglende tilsyn kan give plads til brodne kar, som udnytter uklarheder i markedets rammer. Det er derfor væsentligt, at metoden sikrer, at uafhængig aggregator ikke bliver en ny forretningsmodel for brodne kar i elmarkedet.

Når uafhængig aggregator indføres som ny rolle på elmarkedet, vil der være tre overordnede typer af aktører, som kan handle forbrugere, producenters og lagringsenheders fleksibilitet på engrosmarkederne: Balanceansvarlige, uafhængige aggregatorer og flerparts BSP. Når disse markedsaktører leverer systemydelser til Energinet, går de under den samlede betegnelse Balancing Service Provider (BSP). Udover disse tre

aktørtyper findes elleverandører og aggregatorer, som har den direkte kundekontakt for mindre forbrugs- og produktionsanlæg og aggregerer disse op imod de balanceansvarlige.

Energinets svar: Energinet henviser til den generelle indledning. Uafhængig aggregator er i elmarkedet ikke en ny markedsrolle, men alene en funktion, som BRP'er og BSP'ere kan benytte sig af.

Nedenfor vises en tabeloversigt med hovedkarakteristika for de tre typer af aktører med fokus på hvor de adskiller sig. Tabellen er et udtryk for Green Power Denmarks forståelse af rollerne, på baggrund af det materiale Energinet har offentliggjort. Forståelsen i tabellen danner således baggrund for det videre indhold af høringssvaret.

	BALANCEANSVAR-LIG	**UAFHÆNGIG AG-GREGATOR**	**FLERPARTS BSP**
ROLLE	Handler strøm på engrosmarkederne på vegne af elleverandører, større forbrugere, producenter og lagringsanlæg	Handler fleksibilitet for forbrugere, producenter og lagringsanlæg på dayahead og intraday markederne samt systemydelser	Handler fleksibilitet for forbrugere, producenter og lagringsanlæg på day-ahead og intraday markederne samt systemydelser
HANDLE-RUM	Kan handle strømforbrug/produktion på alle engrosmarkeder inkl. finansielle handler.	Kan handle strømforbrug/produktion hvor de kan dokumentere at have ændret på anlæggets set-punkt	Kan handle strømforbrug/produktion i fysiske handler (asset backed trading)
AFTALE-STRUKTUR	Har kontrakter/aftaler med elleverandører og/eller anlægsejer for større anlæg	Har kontrakter/aftale med anlægs-ejer	Har kontrakter med den balanceansvarlige, anlægsejer og/eller elleverandør,
ANSVAR (ROLLE I EN-GROS-AF-REGNIN-GEN)	Afregnes for leverance af systemydelser (som BSP) Er finansielt ansvarlig for balancen af egen portefølje og ubalanceafregnes herefter	Afregnes for leverance af systemydelser (som BSP) Er finansielt ansvarlig for egne aktiveringer, både til levering af systemydelser og til efterlevelse af day-ahead og intraday	Afregnes for leverance af systemydelser (som BSP)*
		handler, og ubalanceafregnes herefter	

Tabel 1: Oversigt over hovedkarakteristika ved de forskellige typer af markedsaktører på engrosmarkederne. Flerparts BSP er ikke en reguleret rolle men er baseret på bilaterale aftaler. *Øvrig afregning sker iht bilaterale kontrakter med balanceansvarlig og evt. elleverandør

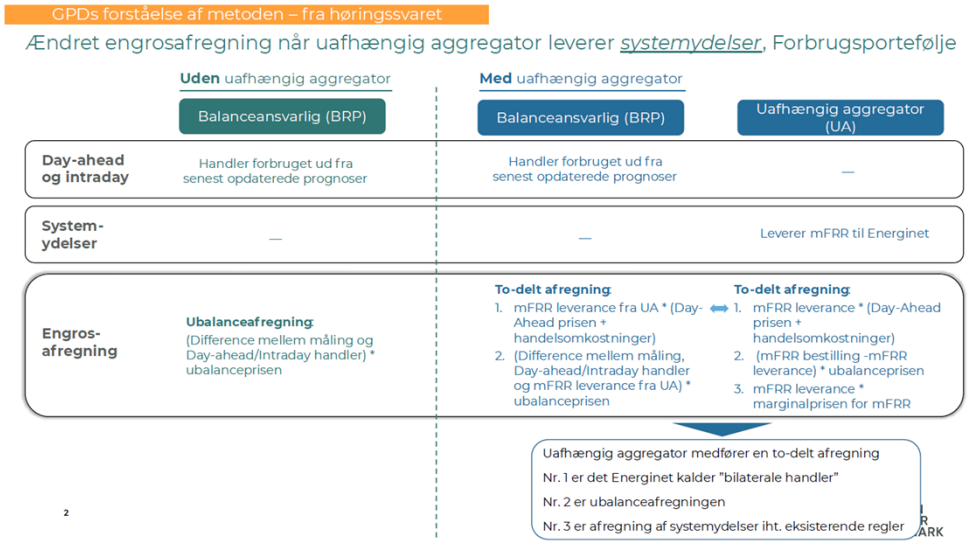
Energinets svar: Energinet henviser til den generelle indledning. Green Power Denmark har ikke gengivet sammenhængen helt korrekt.

Som vi forstår det, indeholder den anmeldte metode både ændringer til den eksisterende metode, som tillader uafhængig aggregator at levere energitunge systemydelser, og nye metodevalg, som tillader den uafhængige aggregator at handle energi på day-ahead og intraday markedet, og at ændringerne til sammen udgør én samlet metode for uafhængig aggregator.

Energinets svar: Dette er helt korrekt opfattet.

Overordnet forstår vi at den opdaterede metode for uafhængig aggregator medfører følgende

- Uafhængig aggregator får mulighed for at handle på day-ahead og intraday markederne i tillæg til at kunne levere energirige systemydelser til Energinet
- Ved mangelfuld leverance af systemydelser til Energinet, vil den uafhængige aggregator modtage en ubalanceafregning efter samme regler som gælder for den balanceansvarlige
- Når uafhængig aggregator foretager handler på day-ahead-, og intraday markederne eller leverer systemydelser til Energinet, vil ubalanceafregningen for den balanceansvarlige ændres, så den foretages i to trin. Første trin er en korrektion ift. den uafhængige aggregators handler som afregnes til day-ahead prisen plus handelsomkostninger. Andet trin er den almindelige ubalanceafregning dog korrigeret for volumen allerede afregnet i trin 1. Denne forståelse er illustreret i figuren neden for, hvor der er taget udgangspunkt i at uafhængig aggregator leverer en systemydelse til Energinet.
- Uanset om uafhængig aggregator leverer systemydelser eller handler på dayahead og intraday markederne, vil uafhængig aggregator være ansvarlig for eventuelle indhentningseffekter, der opstår som følge af uafhængig aggregators oprindelige handel



Figur 1: Ændret engrosafregning når uafhængig aggregator leverer *systemydelser*, Forbrugsportefølje

Energinets svar: De fire punkter over figuren og figuren er en korrekt gengivelse af metoden. Energinet bemærker dog, at ordet *engrosafregning* generelt anvendes om tariffernes månedlige afregning og at der i figuren og teksten er tale om ubalanceafregningen.

For læsbarhedens skyld, har vi delt vores høringssvar i to dele; I første del kommenteres på selve den foreslåede metode, og i anden del kommenteres på de enkelte forskrifter. Denne tilgang er valgt, da der fra Energinets side ikke foreligger en samlet beskrivelse af metoden for uafhængig aggregator, og da markedsdialogen forud for høringen har været begrænset. Vi ønsker derfor at tydeliggøre vores forståelse af metoden og dermed hvilken forståelse

der ligger til grund for kommentarerne til de specifikke forskrifter. Vi inviterer Energinet til at korrigere, hvis vores forståelse af metoden ikke er korrekt.

Metoden for uafhængig aggregator

Green Power Denmark ser positivt på flere af de foreslåede ændringer til den nuværende metode, herunder særligt at uafhængig aggregator holdes ansvarlig for egne energileverancer ved levering af systemydelser og, hvis relevant, den resulterende indhentningseffekt. Samlet sikrer disse ændringer øget ligestilling mellem de to typer af BSPer; uafhængig aggreator og balanceansvarlig, jf. tabellen ovenfor.

Da rollen som uafhængig aggregator ikke kun skal implementeres i Danmark, og da flere af markedsaktørerne er aktive på tværs af landegrænser, ser vi gerne en afklaring af, hvordan den foreslåede metode harmoniserer med bestræbelserne på nordisk harmonisering af elmarkederne.

Energinets svar: Energinet bemærker, at reglerne om uafhængige aggregatorer stammer fra elmarkedsdirektivet, hvilket betyder, at reglerne skal implementeres nationalt i de enkelte medlemsstater, med mulighed for politiske tilpasninger. Derfor er det ikke muligt for Energinet at arbejde mod en harmoniseret model, medmindre lovgiverne i norden er enige om en fælles nordisk model for uafhængige aggregatorer. Først der vil det være muligt for de nordiske TSO'ere at implementere en fælles nordisk model for uafhængige aggregatorer. Eftersom Energinet er underlagt national lov, fortsætter processen derfor i nationalt regi, men det skal også bemærkes, at Energinet deler erfaringer med de nordiske kollegaer, hvorfor der er potentiale for visse genkendelige træk i modellerne efterhånden, som de implementeres.

Som Green Power Denmark forstår det, vil uafhængig aggregator, jf. opdateringer til forskrift C2 §6, ved levering af systemydelser modtage betaling svarende til prisen for den pågældende systemydelse, fremfor, som i den hidtidige metode, differencen til spotprisen. Samtidig vil den uafhængige aggregator, jf. opdateringer til forskrift C2 §8, holdes finansielt ansvarlig for levering af den bestilte mængde af Energinet, fremfor alene at afregnes for den faktisk leverede mængde. I praksis vil uafhængig aggregator dermed modtage en ubalanceafregning, hvis den fysiske levering af systemydelsen afviger fra det bestilte. Dermed sikres lige vilkår for en uafhængig aggregator og øvrige typer af BSPer, samtidig øges uafhængig aggregators incitament til korrekt leverance og dermed mindskes afhængigheden af Energinets løbende kontroller.

Energinets svar: Dette er helt korrekt opfattet.

Green Power Denmark tolker opdatering af forskrift C2 §9 og forskrift D1 §16, som at uafhængig aggregator fremover skal indsende handelsplaner modsvarende de indsendte data på aktiverede energimængder, men derudover ikke må indsende handelsplaner. Dermed forstås tre ting

i) at uafhængig aggregator udelukkende må handle fysiske anlæg og ikke foretage rent finansielle handler

ii) at uafhængig aggregator ikke må foretage passiv balancering, altså være i ubalance i et forsøg på at hjælpe det samlede system f.eks. ved at levere ekstra energi, hvis systemet forventes at være i underskud

iii) at uafhængig aggregator udelukkende må foretage handler der er baseret på en, af uafhængig aggregator kontrolleret, fysisk ændring af anlæggets produktion eller forbrug dvs. der ikke må foretages handler på baggrund af almindelig opdatering af prognoser f.eks. for forbrug eller VE produktion

Energinets svar: Da uafhængig aggregator skal være helt almindelig BRP, som alle andre, må uafhængig aggregator i sin rolle som BRP gøre som alle andre. Det vil sige, uafhængig aggregator må gerne handle finansielt. Men med hensyn til korrektionshandler (se de indledende bemærkninger), skal energien være handlet på forhånd via engrosmarkederne og understøtte aktiveringer.

Hvis ovenstående er korrekt, kan sammenholdelse af uafhængig aggregators handelsplaner, data for energiaktiveringer, og tillægsplaner fra Energinets aktivering af systemydelser, muliggøre at uafhængig aggregator selv håndterer en eventuel indhentningseffekt og gøre det lettere for Energinet at efterprøve dette. Dette forudsætter dog, at uafhængig aggregator har fuld kontrol over driftsmønsteret på enhederne i deres portefølje og at der kan identificeres en sammenhæng mellem aggregerede handler og fysisk respons fra de individuelle enheder. Green Power Denmark beder Energinet enten be- eller afkræfte, at ovenstående forståelse er korrekt. I tillæg beder Green Power Denmark Energinet tydeliggøre under hvilke omstændigheder en uafhængig aggregator pålægges at håndtere indhentningseffekten, hvordan eksistensen og formen på en sådan indhentningseffekt fastslås samt hvordan Energinet påtænker at efterprøve om håndtering af indhentningseffekt finder sted.

Eksempelvis er det uklart beskrevet, hvad der er afgjort i prækvalificeringen og om det er her, et anlæg gøres ansvarlig for indhentningseffekten. Det bør ligeledes særligt gøres klart, hvordan en evt. indhentning skal udføres. F.eks. hvordan indhentningseffekten forventes håndteret hvis 100 ladestandere indgår i levering af fleksibilitet, ved at slukke for standerne i 15 minutter. Da ladestandere ikke kan "dobbelt-lade" i et kvarter, må indhentningseffekten i dette tilfælde antages at ske hen over resten af døgnet. Der er brug for mere præcision af hvad den uafhængige aggregator skal gøre, da det ellers risikeres at den balanceansvarlige ender med en ubalance.

Energinet bør i den forbindelse også præcisere, hvordan en eventuel difference mellem den uafhængige aggregators handelsplaner, aktiveringsdata og faktisk målte levering behandles i afregningen. Hvis differencen skyldes aggregatorens styring, måling eller handelsadfærd, bør den resulterende risiko ikke placeres hos den balanceansvarlige.

Energinets svar: Da uafhængig aggregator vil være en almindelige BRP, vil der ikke være særlige regler om ubalancer, når det gælder uafhængig aggregators BRP. Men Energinet har skærpet forskrift D1 § 16, stk. 2, så det er præciseret markant, at hver eneste gang uafhængig aggregator foretager en aktiv handling, herunder aktivering for indhentningseffekter, så skal denne handling medføre en korrektionshandel. Samtidig er der tilføjet en § 16, stk. 5, som giver retten til Energinet at få dokumentation af uafhængig aggragators måledatasystemer og anvendte metoder om målinger, som det kendes fra prækvalifikationen, som kan bruges til kontroller, hvis aktører eller Energinet har formodning om at reglerne ikke følges, som de skal. Energinet bemærker, at det væsentlige er, at korrektionshandlen er korrekt og at uafhængig aggregator må have lige så store

ubalancer, som det ønskes. Energinet bemærker dog også, at spekulation i ubalancer og manglende korrekte aktiveringsdata vil blive overvåget og monitoreret nøje.

Til trods for mange forbedringer, ser vi med andre ord fortsat behov for tilpasning af såvel den nuværende som den fremtidig metode. Jf. forskrift C3 skal den balanceansvarlige oplyse Energinet om forventet drift gennem indsendelse af køreplaner. Disse køreplaner indgår som delelement i Energinets ubalanceprognose, som ligger til grund for mFRR bestillinger.

Da en uafhængig aggregator kan ændre på driften af anlæg uden den balanceansvarliges vidende, kan den balanceansvarlige ikke indsende retvisende køreplaner og kan dermed ikke leve op til forskrift C3. Da metoden for uafhængig aggregator og metoden for køreplaner dermed er gensidigt afhængige, bør forskrift C3 tilpasses som del af metoden for uafhængig aggregator, alternativt bør implementeringen af uafhængig aggregator afvente det igangværende arbejde med at opdatere metoden for køreplaner.

Det bør derfor fremgå, at en balanceansvarlig ikke kan anses for at have tilsidesat sine køreplansforpligtelser i det omfang afvigelsen skyldes aktivering eller ændret drift foretaget af en uafhængig aggregator uden rettidig og tilstrækkelig information til den balanceansvarlige.

Energinets svar: Her henvises til vores andet arbejdsspor, som tager sig af køreplaner og håndtering af disse. Energinet bemærker også, at BRP alene skal forholde sig til sine egne handlinger og aktiveringer. Af samme årsag udstilles uafhængig aggregatorers handlinger for både elleverandører og balanceansvarlige. Disse data bør BRP'erne indregne i deres prognosemodeller for at undgå ubalancer. Derfor er der heller ingen grund til at samkøre de to arbejdsspor om henholdsvis uafhængige aggregatorer og køreplaner.

Som vi forstår det, ser Energinet ind i et muligt løsningsrum for køreplaner, hvor nedenstående er nogle af de løsninger der overvejes;

i) Energinet selv opdaterer køreplaner ifm. mFRR bestillinger
ii) Anlæg >10MW: Anlægsejer vil være ansvarlig for at udpege den aktør, der skal være ansvarlig for køreplaner (køreplansansvarlig)
iii) Anlæg < 10MW: Anlægget indgår i en sumplan og både den balanceansvarlige og den uafhængige aggregator indsender køreplaner, som Energinet efterfølgende summerer til én samlet plan

Green Power Denmark ser positivt på at Energinet selv opdaterer køreplaner ifm. mFRR bestillinger, da Energinet bør have den nødvendige information hertil. I enkelte tilfælde, vil det dog betyde at Energinet ikke får information om særlige ramper eller forsinkelse i leveringen. Det må være op til Energinet at analysere, og levere data på, om dette har en størrelsesorden som forventes at udgøre en udfordring.

Ift. metoderne for anlæg henholdsvis over og under 10MW foretrækker Green Power Denmark at den samme metode er gældende uafhængigt af størrelsen på anlægget. Her forekommer iii) at være den mest logiske, da Energinet modtager al nødvendig information fra begge aktører. Ved ii) vil den køreplansansvarlige være afhængig af kvaliteten leveret af en tredjepart, som den køreplansansvarlige hverken har kontrakt med eller kontakt til. Dette vurderes at være uhensigtsmæssigt, både af hensyn til den køreplansansvarliges

mulighed for at leve op til ansvaret og for tidsperspektivet i udbedring af evt. kvalitetsudfordringer, da der ikke er en direkte kontakt mellem de relevante parter.

Uanset valg af model bør den aktør, der pålægges køreplansansvaret, have direkte og rettidig adgang til de nødvendige data fra den uafhængige aggregator.

Alternativt bør ansvaret placeres hos den aktør, der faktisk kontrollerer aktiveringen, så der er sammenhæng mellem kontrol, dataadgang og ansvar.

Energinets svar: Her henvises til vores andet arbejdsspor, som tager sig af køreplaner og håndtering af disse. Energinet bemærker også, at BRP alene skal forholde sig til sine egne handlinger og aktiveringer. Det samme gælder uafhængig aggregator. Af samme årsag udstilles uafhængig aggregatorers handlinger overfor både elleverandører og balanceansvarlige. Disse data bør BRP'erne indregne i deres prognosemodeller for at undgå ubalancer, da aktørerne så har mulighed for at forholde sig til ens egen portefølje alene. Derfor er der heller ingen grund til at samkøre de to arbejdsspor om henholdsvis uafhængige aggregatorer og køreplaner. De afgivne bemærkninger gives videre til arbejdsgruppen for køreplaner, så de medtages i arbejdet, men Energinet opfordrer til at gengive høringssvaret i høringsprocessen for køreplansarbejdet, når denne er aktuel, hvis Green Power Denmark til den tid stadig mener, der er uklarheder.

Når uafhængig aggregator handler på day-ahead og intraday markederne, vil de ikke have balanceansvaret for anlægget, dette forbliver ved anlæggets balanceansvarlige. Dermed kan handler foretaget af uafhængig aggregator lede til ubalancer i den balanceansvarliges portefølje. Deraf Energinets forslag om at dele ubalanceafregningen op i to dele;

1. Kompensation af den resulterende ubalance i balanceansvarliges portefølje ved det Energinet kalder bilaterale handler mellem uafhængig aggregator og balanceansvarlige.
2. Normal ubalanceafregning af den balanceansvarlige hvor ubalancevolumen er korrigeret for bilaterale handler foretaget i trin 1.

Energinet foreslår at kompensationen i trin 1 foretages til day-ahead prisen plus et mindre beløb svarende til handelsgebyret fra børserne, hvoraf det sidste bliver anmeldt i en senere metodeanmeldelse. Green Power Denmark bemærker, at handelsgebyret er et konkurrenceparameter for børserne og derfor er individuelt forhandlet og kan afhænge af forskellige parametre for eksempel handlet volumen og forholdet mellem handlet produktion og forbrug. En kompensation ift. handelsgebyret vil derfor aldrig bliver 100% korrekt, og da gebyret udgør en relativt mindre del af de involverede pengestrømme, bør Energinet overveje sit fokus for kompensationsmodellen. Derudover bemærkes det, at den valgte kompensationsmodel må formodes at påvirke uafhængig aggregators prissætning f.eks. vil afregningsprisen i step 1 fungere som fiktivt bund/loft for uafhængig aggregators budgivning til systemydelser. Dermed vil den hidtidige praksis med day-ahead prisen som referencepris fastholdes for uafhængig aggregator, mens den for balanceansvarlig er bortfaldet for aFRR og bortfalder for mFRR, når Energinet tilslutter MARI platformen.

Det centrale bør være, at kompensationsmodellen samlet set er risikoneutral for den balanceansvarlige og ikke skaber systematiske gevinster eller tab for hverken uafhængig aggregator eller balanceansvarlig. Hvis der anvendes en standardiseret kompensation for handelsomkostninger, bør Energinet dokumentere, at denne ikke fører til væsentlige konkurrencemæssige skævheder.

Det bør samtidig anerkendes, at en økonomisk kompensationsmodel ikke i sig selv fjerner den fysiske eller operationelle ubalance i porteføljen. Selv hvis den balanceansvarlige kompenseres økonomisk efterfølgende, kan aggregatorens aktivering fortsat påvirke intraday-positioner, real-time trading, prognosemodeller og risikostyring jf. eksempler på handelsscenarier angivet nedenfor. Energinet bør derfor redegøre for, om den foreslåede model alene håndterer den økonomiske afregning, eller om den også giver den balanceansvarlige tilstrækkelig information til at håndtere de fysiske og operationelle konsekvenser rettidigt.

Energinets svar: Reglerne for uafhængig aggregatorer omhandler alene de økonomiske forhold for aktivering. I hvilket omfang en anlægsejer tillader tredjeparter at regulere og styre anlæg, og eventuelle operationelle konsekvenser, er derfor alene et mellemværende mellem anlægsejer og aftaleparterne. Energinet bemærker også, at Day Ahead prisen alle dage har fungeret som en form for top/bund reference for balanceringstjenester, hvorfor der ikke er noget nyt i dette forhold. Med hensyn til risikoneutralitet henvises til tidligere svar og bemærkninger om præciseret § 16 i forskrift D1.

Green Power Denmark ser et generelt behov for at metoden uddybes yderligere og at Energinet – gerne i samarbejde med markedsaktørerne - med fordel kan optegne forskellige handelsscenarier, med det formål at afklare metodens funktion. Dette bl.a. med henblik på at opnå fælles forståelse ift. de involverede pengestrømme hele vejen igennem fra Energinet til slutbrugeren og sikre at metoden er i overensstemmelse med bl.a. §15 stk 2 i aggregeringsbekendtgørelsen.

Energinets svar: En vejledning vil blive udarbejdet efter metodegodkendelsen, hvorfor der for nuværende henvises til metodeanmeldelsen.

Nedenfor er beskrevet 4 eksempler på sådanne handelsscenarier, som dog ikke skal ses som en udtømmende liste.

For hvert scenarie bør Energinet beskrive, hvilken volumen der korrigeres for, hvilke data der anvendes, samt hvilken aktør der bærer risikoen for afvigelser mellem handlet og fysisk leveret volumen. Det er for alle parter hensigtsmæssigt at mindske usikkerheden omkring, hvad der faktisk er leveret, når der ikke ligger hverken en baseline eller faktisk måling bag, hvad der er "den aktiverede mængde". Dertil er det uklart, hvordan de aggregerede voluminer, som uafhængig aggregator handler på day ahead- og intraday markederne, fordeles mellem de fysiske enheder i uafhængig aggregators portefølje, da disse kan gå på tværs af forskellige BRPer.

Scenarierne bør desuden beskrive de operationelle konsekvenser for den balanceansvarliges prognosearbejde, intraday-handel og eventuelle afdækningsbeslutninger. Hvis den balanceansvarlige ikke har rettidig indsigt i den uafhængige aggregators aktiveringer eller planlagte ændringer i forbrug og produktion, opstår der informationsasymmetri, som kan føre til forkerte handelsbeslutninger og øget ubalanceeksponering, selv om der efterfølgende sker en økonomisk korrektion.

I tillæg bedes Energinet oplyse, hvordan eventuelle konflikter mellem uafhængig aggregator og øvrige markedsaktører, for eksempel ansvar for ubalancer, påtænkes håndteret.

Eksempel 1: Hybrid anlæg

En hybrid park bestående af en vindpark og et batteri, har en uafhængig aggregator tilknyttet batteriet og en balanceansvarlig for den samlede park.

Den balanceansvarlige har solgt den forventede vindproduktion på day-ahead markedet. I løbet af driftsdøgnet viser prognoser at produktionen vil være 10% højere. Den balanceansvarlige sælger de ekstra 10% produktion på intraday markedet.

I driftskvarteret oplader uafhængig aggregator batteriet svarende til de 10% ekstra vindproduktion. Hermed udveksles mindre i POC end hvad den balanceansvarlige har solgt, og der opstår dermed en ubalance i den balanceansvarliges portefølje.

Da den uafhængige aggregator agerer uden for markedet indsendes hverken handelsplaner eller energiaktiveringsdata til Energinet.
Spørgsmål: Må den uafhængige aggregator undlade at handle på markederne, men samtidig lade batteriet med den ekstra VE produktion, så længe det foregår bag måleren?

Energinets svar: I scenariet vil planerne for BRP være underordnet. Det, der er det væsentlige er, at uafhængig aggregator skal indsende aktiveringsdata, så der foretages en korrektionshandel. Efter korrektionshandlen vil BRP være i balance, selvom udveksling i POC ikke ændrer sig. Har uafhængig aggregator ikke handlet, vil denne være gået i ubalance. Undlader uafhængig aggregator at indsende aktiverede energimængder, vil Energinet vurdere, hvilke konsekvenser det skal have for uafhængig aggregator.

Eksempel 2: Vindpark leverer systemydelse

En større vindpark har, udover sin balanceansvarlige, en uafhængig aggregator tilknyttet. I driftskvarteret ser den balanceansvarlige at parken producerer væsentligt mindre end hvad der er skemalagt. For at undgå en ubalance i den pågældende ISP[1], øger den balanceansvarlige produktionen på andre enheder for at genskabe porteføljens samlede balance. For de efterfølgende ISPer ønsker den balanceansvarlige ligeledes at undgå en ubalance og indkøber derfor ekstra energi på intraday markedet til at kompensere for den lavere produktion fra vindparken.

Afvigelsen i vindparkens produktion i den første ISP skyldtes en systemydelsesleverance fra den uafhængige aggregator, men den information har den balanceansvarlige ikke. Dermed vil der i første ISP opstå en situation hvor alle, undtagen uafhængig aggregator, påvirkes negativt: Energinet betaler for en systemydelse, den balanceansvarlige får en ubalance, men systemet kommer slet ikke i balance.

For de efterfølgende ISPer – hvor vindparken igen producerer som forventet, men den balanceansvarlige allerede har indkøbt ekstra energi på intraday markedet - vil den balanceansvarlige nu have en ubalance, som han ellers ikke ville have haft. I yderste konsekvens vil denne ubalance kunne påvirke systemets samlede balance.

Spørgsmål: Hvordan tager metoden højde for ovenstående scenarie herunder hvordan den balanceansvarlige kompenseres for de øgede ubalancer og hvordan det forventes at påvirke Energinets balancering af systemet?

[1] Imbalance Settlement Period

Energinets svar: Energinet ser scenariet som, at BRP'en for vindparken handler i blinde og på antagelser om, hvad der sker med parken. Det er derfor kun rimeligt, at BRP'en går i ubalance, da BRP'en på baggrund af ikke-undersøgte antagelser, aktivt vælger at ændre sine planer. Energinet gør ikke noget i dette tilfælde, udover at afregne BRP'en for sine selvforskyldte ubalancer.

Eksempel 3: Hændelig fejl

En uafhængig aggregator styrer en større forbrugs-, og lagringsportefølje.
Utilsigtet mister aggregatoren adgang til at kontrollere hele eller dele af porteføljen f.eks. ved et IT nedbrud.

Da uafhængig aggregator ikke kan styre porteføljen, kan han heller ikke lave de reguleringer, der er nødvendige for at leve op til sine handler på day-ahead-, og intraday markederne. Det skaber en ubalance i den umiddelbart forestående ISP.

I løbet af dagen oplever forbrugerne et komforttab f.eks. manglende varme eller strøm på bilen. De aktiverer derfor forbruget manuelt. Afhængigt af hvornår forbrugeren oplever komforttabet, kan den manuelle aktivering af forbruget forekomme i de umiddelbart efterfølgende ISPer eller først langt senere på dagen, ligesom det kan være både før og efter at uafhængig aggregator har genoprettet IT systemet. Uanset tidspunktet, vil forbrugernes manuelle aktiveringer lede til en ubalance.

Da uafhængig aggregator ikke har balanceansvaret, vil ubalancen i begge ovenstående tilfælde umiddelbart tilskrives den balanceansvarlige, også selvom de manuelle aktiveringer er forårsaget af en fejl fra uafhængig aggregator.
Spørgsmål: Hvordan detekteres, og håndteres, situationer hvor der ikke er fuld overensstemmelse mellem uafhængig aggregators handler og den fysiske reaktion?

Energinets svar: Kundernes egne aktiveringer tilfalder altid BRP'en for installationen. Dette er tilfældet uanset årsag til egen aktivering. Omvendt gælder, at uafhængig aggregators aktiveringer altid skal gengives i aktiverede energimængder, som så ligger til grund for korrektionshandlen. Det betyder så også, at såfremt scenariet var omvendt, hvor kunden på forhånd havde afbrudt sit udstyr og uafhængig aggregator så senere skal indhente en serviceforpligtelse med hensyn til fx ladestand eller varmeniveau, så slipper BRP'en for disse ubalancer. Energinet ser scenariet for begge parter i begge situationer som "hændeligt uheld" og lader derfor reglerne være, som de er. Det er den risiko, begge parter er underlagt i elmarkedet.

Eksempel 4: Afregning af slutkunden

Ovenstående eksempler er relateret til engrosmarkedet, men i Danmark er der en direkte forbindelse mellem engrosmarkedet og afregning af slutkunden i detailmarkedet.

Eksempel 4 tager udgangspunkt i situationen fra eksempel 3.

Hvis den ekstra ubalance fra eksempel 3 tilskrives den balanceansvarlige, vil den balanceansvarlige, afhængig af bilaterale kontrakter, sende omkostningerne videre til elleverandøren. Dette skyldes, at den uafhængige aggregator ikke er synlig for den balanceansvarlige, og ubalancen tilskrives derfor elleverandørens portefølje.

Elleverandøren her herefter mulighed for at absorbere de ekstra omkostninger selv, eller sende dem videre til kunden. Elleverandøren ved dog ikke, hvilke enheder der har en aftale med en uafhængig aggregator, og selv med den viden, må elleverandøren jf. §6 i aggregeringsbekendtgørelsen ikke forskelsbehandle.

Spørgsmål: Hvordan tager modellen højde for ovenstående scenarie? Og hvordan forventes omkostninger at fordeles på en fair og ikke-diskriminerende måde?

Energinets svar: Elleverandøren ved præcis, hvilke kunder og på hvilke tidspunkter en kundes uafhængige aggregatorer har aktiveret noget energi. Hvad elleverandøren stiller op med disse informationer er op til den enkelte elleverandør. Energinet bemærker også, at der ikke er noget lovmæssigt krav om en direkte forbindelse mellem engrosmarkedet og slutkundens afregning. Det er blot sådan markedets aktører primært har valgt at gøre det.

Forskrifter tilhørende metoden

I tillæg til ovenstående kommentarer til metoden for uafhængig aggregator, har Green Power Denmark følgende kommentarer til de enkelte forskrifter. Kommentarerne skal ikke ses som udtømmende, da der fortsat er uklarheder i selve metodeforslaget jf. ovenstående.

Gældende for flere af forskrifterne har Energinet introduceret termen "bilaterale handler" som beskrives at være handler mellem uafhængig aggregator og balanceansvarlig. Green Power Denmark gør opmærksom på, at termen "handler" generelt henviser til frivillige aftaler indgået mellem to eller flere parter. Derimod er de "bilaterale handler" i forskrifterne ikke frivillige, men administrativt gennemtvunget af Energinet. For at undgå misforståelser, opfordrer Green Power Denmark til at termen "bilaterale handler" udgår og erstattes af en mere retvisende term.
I høringsbrevet fra Energinet (s. 12-13) fremgår at
"…uafhængig aggregator skal oprettes som balanceansvarlig. Dette var faktisk et krav i forvejen, jf. Forskrift C1, hvis en markedsaktør ønskede at levere energirige systemydelser eller ville handle fysisk energi, hvorfor dette ikke er en del af metodeændringen."

Det fremgår dog ikke entydigt af Forskrift C1, at uafhængig aggregator allerede var forpligtet til at være balanceansvarlig, men derimod blot at markedsaktøren skal have en aftale med en balanceansvarlig part. Vi beder derfor Energinet om at præcisere hvad der menes med udsagnet, og hvis Energinet mener, at der allerede tidligere gjaldt et krav om, at den uafhængige aggregator selv skulle være balanceansvarlig, bør der henvises til den konkrete bestemmelse i Forskrift C1, som understøtter denne fortolkning.

Energinets svar: I forskrift C1 § 5 står følgende: "*Leverandører af balanceringstjenester skal forud for deltagelse i markeder for systemydelser indgå en aftale med en balanceansvarlig aktør om tilbudsgivning, levering og afregning af relevante systemydelser. For leverandører af balanceringstjenester uden energileverance skal aftale om tilbudsgivning, levering og afregning af relevante systemydelser indgås med Energinet*.". Dette var ganske vist ikke den oprindelige tanke bag indførslen af uafhængig aggregator, men en regel, som var metodegodkendt og hængt op på de energirige systemydelser. Denne regel er dog fuldt ud i tråd med de nye tanker, hvorfor denne regel ikke ændres.

Forskrift H1

Green Power Denmark finder det positivt at Energinet har fokus på at mindske bureaukrati i fastlæggelse af de opdaterede krav til data fra uafhængig aggregator og har taget udgangspunkt i de driftsmæssige behov.

I den opdatererede forskrift skal uafhængig aggregator ikke længere oprette childmålepunkter for enheder i deres portefølje, men kan indsende data direkte på kundens eksisterende målepunkt.

§22 foreskriver at uafhængig aggregator skal indsende energiaktiveringsdata iht. reglerne i forskrift D1 kapitel 8. Dette forekommer at være en forkert reference, da D1 kapitel 8 omhandler aggregering og balancefiksering og dermed Datahubs behandling af indsendte data og ikke krav til indsendelse af data. Da der i øvrige forskrifter ligeledes henvises til data indsendt iht forskrift D1, skal Green Power Denmark skal bede Energinet om at opdatere forskriften, så det entydigt fremgår hvilke data uafhængig aggregator forventes at indsende til DataHub.

H1 §22 stk 2: Det er uklart hvad der menes med "sikre overstemmelse med gældende lov og forskrifter". Teksten kan med fordel præciseres eventuelt henvises til konkrete opgaver og bestemmelser

§22 stk 3: Det må antages, at der ved indgåelse af aftale forudsættes, at den uafhængige aggregator kan indhente relevant(e) data fra kunden, hvorfor bestemmelsen kan skærpes ved blot at sikre, at Energinet kan kræve dokumentation om aftaleindgåelse, fremfor dokumentation om oplysninger i denne aftale

Energinets svar: Det er korrekt, at referencen i § 22 var forkert, så den er rettet til kapitel 6. Alle aktører skal altid overholde al lov og alle forskrifter, hvorfor denne tekst egentlig er overflødig, men her tænkes særligt på aggregeringsbekendtgørelsen, som foreskriver, at der skal være en aftale med kunden. Derfor må en uafhængig aggregator fx ikke anvende en kundes udstyr længere, hvis der er kommet en ny kunde uden, at der også for den nye kunde foreligger en aftale. Dette forhold beskrives senere i en vejledning. Med hensyn til den sidste kommentar kan uafhængig aggregator slå kunden op i DataHub, hvilket kræver kundens accept og derudover indgås der en aftale med kunden. I begge tilfælde kan Energinet kræve dokumentation for, at forholdet er opfyldt, hvorfor reglen fastholdes, som den er.

Forskrift I

Generelt er det uklart hvad, og hvordan, uafhængig aggregator skal registrere i DataHub og vi beder derfor Energinet om at uddybe dette.

I den opdaterede forskrift skal uafhængig aggregator ikke længere indsende stamdata på enheder i deres portefølje. Energinet fremfører, at da

"*Energinet kender målepunktskarakteristika igennem prækvalifikationen og fordi Energinet samarbejder med netvirksomhederne om godkendelse af system ydelser i netområderne, kender netvirksomhederne også til de regulerbare enheder, hvorfor indsamling og distribution af informationen er overflødig*"

Green Power Denmark finder denne begrundelse mangelfuld. Det er korrekt at netvirksomhederne siden juni 2026 involveres i prækvalifikationen af enheder der lever

systemydelser, men proceduren finder på nuværende tidspunkt kun anvendelse på enkeltstående enheder, og ikke på aggregerede porteføljer. Den aktuelle procedure for prækvalificering af aggregerede porteføljer indsamler ikke data om de enkelte enheder, som er involveret i leveringen af systemydelser, og giver derfor ikke netvirksomhederne mulighed for at deltage i prækvalificeringen af systemydelser, som leveres af aggregerede porteføljer. Dertil, så tillader den nuværende prækvalificering af aggregerede porteføljer ændringer på op til 25% eller 10 MW, uden at aggregator oplyser Energinet om andet end at størrelsen af porteføljen har ændret sig.

Da en uafhængig aggregator i sagens natur må formodes at benytte en aggregeret portefølje til at levere systemydelser, så må Energinet sikre at den nødvendige information om de enheder, som leverer ydelser, og som før var tiltænkt indsamlet i forbindelse med oprettelse af childmålepunkter, indsamles i forbindelse med prækvalificeringen eller på anden vis.

Green Power Denmark gør opmærksom på, at ovenstående kun gør sig gældende, hvis uafhængig aggregator vælger at benytte enhederne til at levere systemydelser. Hvis uafhængig aggregator udelukkende vælger at benytte enhederne til at handle på day-ahead og intraday markederne, vil Energinet ikke få adgang til denne information fra uafhængig aggregator.

Energinets svar: Det er alene aktørstamdata, som uafhængig aggregator skal oplyse til brug for DataHub. Hvad enheder og deres detaljer angår, henvises til Green Power Danmarks egne regler for fællesregulativet og installationsblanketten. Energinet kommer ikke til at indsamle data, som er rare at have, hvis ikke disse er direkte nødvendige eller lovfæstede. Det må formodes, at netvirksomhederne igennem egne regler indsamler de data, der er nødvendige for at sikre de bevillingspligtige forpligtelser. Energinet fastholder derfor reglerne, som de er beskrevet.

Forskrift D1

Green Power Denmark finder det positivt at uafhængig aggregator fremover skal indsende data på alle energiaktiveringer uanset aktiveringsårsag. Dette forbedrer mulighed for håndtering af indhentningseffekten samt praktisk implementering af ubalanceafregning for den uafhængige aggregator. Derudover sikres bedre overensstemmelse med datakrav til serielle elleverandører, som oprindeligt beskrevet i Energistyrelsens udkast til bekendtgørelse.
Green Power Denmark skal på den baggrund anmode Energinet om at præcisere, at den balanceansvarlige får rettidig adgang til alle data, der påvirker den balanceansvarliges portefølje, prognoser, køreplaner og ubalanceafregning. Dataadgangen bør omfatte både handelsplaner, aktiveringsdata og relevante måledata i en kvalitet og tidsopløsning, der gør dem operationelt anvendelige.

§ 16 stk. 3: Sondringen mellem "målt, estimeret eller mangler" er slettet. Hvad er baggrunden for dette?

Jf. kapitel 6 stk. 4 stilles aktiverede energidata fra den uafhængige aggregator til rådighed for elleverandøren for prognose-og afregningsformål. Det er uklart for Green Power Denmark hvordan data i praksis "stilles til rådighed" samt afgrænsningen ift. hvilke afregnings- og prognoseformål, der her er tale om og vi beder derfor Energinet uddybe.

Energinets svar: Energinet gør opmærksom på, at den balanceansvarlige **ikke** får adgang til andre aktørers data. Den balanceansvarlige får en sum af aktiveringer, som bliver identisk med korrektionshandler. Denne sum bør udelades af de balanceansvarliges prognosedannelser, men dette er helt op til de balancesansvarlige. Indførslen af uafhængig aggregator er ikke ment som en udvidelse af de balanceansvarliges informationsmængde. Ønsker de balanceansvarlige flere detaildata, skal dette ske igennem deres samarbejde med elleverandørne og eventuelt derigennem slutkunden.

§ 16, stk. 3, er fjernet, da alle uafhængig aggregators energiaktiveringsdata i princippet altid er estimerede og at mangler aldrig skal sendes ind alligevel, da det kun er aktiverede energimængder, der skal indsendes.

Vedrørende at stille data til rådighed, så er dette ikke teknisk afklaret endnu, men det gøres rent teknisk i samarbejde med DataHub. Det skal dog bemærkes, at Energinet vil opfatte, at til slutkunder som altid afregnes til Day Ahead pris + markup, så vil det være svært at se noget afregningsformål med detaildata. Med hensyn til prognoseformål, så forventes det, at den balanceansvarlige har et decideret behov og at detaildata således indgår i prognosedannelsen. Derfor vil det være i en konkret sagsbehandling af indhentning af data, at aktørerne skal dokumentere formålet korrekt.

Energinet finder ikke anledning til at ændre eller præcisere reglerne yderligere.

Forskrift C2

§8: Som paragraffen er formuleret, vil den balanceansvarlige modtage en tidsserie, der opsummerer alle FRR aktiveringer i den balanceansvarliges porteføljе dvs. både aktiveringer foretaget af uafhængig aggregator og den balanceansvarlige selv. Dermed mister den balanceansvarlige muligheden for at kontrollere egne aktiveringssummer og dermed muligheden for at kunne overholde stk 3. På den baggrund skal Green Power Denmark bede Energinet om at opdatere forskriften, så den balanceansvarlige i tillæg til den samlede sum, modtager summen af egne aktiveringer.

I §8 references til stk. 6 som dog ser ud til at udgå af forskriften.

I §9 pkt. 3 refereres til at handelsplanerne skal modsvare energiaktiveringsdata indsendt til DataHub jf. forskrift D1. Som vi forstår det, omfatter energiaktiveringsdata både energileverancer som resultat af handler på day-ahead og intraday markederne og levering af systemydelser. Den samlede sum af uafhængig aggregators energiaktiveringsdata, jf. forskrift D1, bør dermed svare til egne handelsplaner (pkt. 3) og Energinets tillægsplaner (pkt. 4). Dette bør i så fald specificeres. Hertil bør det specificeres, om det er uafhængig aggregators handelsplaner eller energiaktiveringsdata, der lægges til grund for de bilaterale handler. Her gøres opmærksom på, at der kan opstå situationer hvor disse to datasæt ikke stemmer overens. Denne situation bør ligeledes beskrives i forskriften.

Det bør endvidere præciseres, hvordan afvigelser mellem disse datasæt afregnes, herunder om afvigelsen henføres til den uafhængige aggregator, den balanceansvarlige eller en anden aktør. Dette er afgørende for at sikre, at den balanceansvarlige ikke bærer residualrisiko for forhold, som den uafhængige aggregator kontrollerer.

I tillæg bemærkes, at den uafhængige aggregators portefølje kan gå på tværs af forskellige BRPer, og det er uklart hvordan den aggregerede handlede volumen separeres ned på enkelte enheder. Dermed er der risiko for, at den handlede volumen passer, men er fordelt på fysiske enheder, der er spredt mellem forskellige BRPer.

Under fastsættelse af ovenstående, bør det medtages i vurderingen, at data for uafhængig aggregators energiaktiveringer indsendes af uafhængig aggregator selv. Der bør derfor implementeres en kontrolmekanisme med henblik på at sikre kvalitet og validitet af de indsendte data. Hertil bør der på forkant afklares konsekvenser i tilfælde af gentagne eller systematiske uregelmæssigheder.

Energinets svar: Det skal huskes, at uafhængig aggregator selv er BRP og derfor indgår i ubalanceafregnignen som alle BRP'ere. § 9 referer til den ubalanceopgørelse, som BRP'en er en del af. Som en tilføjelse til ubalanceafregningen, indføres elementet for korrektionshandler, helt som Green Power Denmark selv har illustreret i sin indledende figur i høringssvaret. Energinet har på baggrund af definitionen *korrektionshandel* rettet teksten, så den er lettere at forstå. Det skal stadig ses i sammenhæng med Forskrift D1, hvor korrektionshandlen opgøres per balanceansvarlig per elleverandør på baggrund af de individuelle enheder og på den måde tages der højde for, at en uafhængig aggregators portefølje af regulerbare enheder kan spredes ud over lige så mange BRP'er, som det ønskes.

Energinets svar

Energinet takker som sagt for det fyldestgørende og omfangsrige høringssvar, som har givet anledning til en række mindre, men gode præciseringer i forskrifteksterne.

Andel Energi A/S

Der er afgivet følgende høringssvar:

Andel Energis høringssvar til Energinets forslag til ændringer i metoder og markedsforskrifterne D1, H1, I og C2 – uafhængig aggregator

Med henvisning til Energinets høringsbrev af 23. juni 2026 takker Andel Energi for muligheden for at kommentere på Energinets forslag til ændringer i metoder og markedsforskrifterne D1, H1, I og C2 for at skabe rammer for uafhængig aggregator i det danske elmarked.

Generelle bemærkninger:

Uafhængig aggregator blev for alvor introduceret med eldirektiv 2019/944, der skulle skabe et konkurrencestærkt, forbrugerfokuseret, fleksibelt og transparent elmarked – en del af *Clean Energy Package.*

En af kongstankerne bag pakken var at flytte fokus til forbrugssiden ved bl.a. at animere kunderne- både private og erhverv - til et mere bevidst og strategisk elforbrug/produktion til udvikling af markedet for fleksibilitet. Ambitionen var at styrke e- mobilitet, mart-homes og decentral elproduktion fra sol og vind, at undgå udbygning af centrale - fossilt fyrede – kraftværker men også at aflaste elnettene ved fx at udjævne spidsbelastning. Den

uafhængige aggregators rolle blev – og er – at facilitere fleksibilitet i energisystemet ved at pulje og styre kunders elforbrug og -produktion, så porteføljen tilsammen kan udgøre en form for 'digitalt kraftværk', der kan styres efter behov.

Andel Energi støtter udviklingen af el- og fleksibilitetsmarkederne, og hilser nye aktører, teknologier og processer velkomne, der kan hjælpe kunderne til at skabe den fleksibilitet, som energisystemet efterspørger. Samtidigt er det vigtigt at sikre *level playing field* blandt både de etablerede og nye markedsaktører, så enhver er ansvarlig for de ubalancer, vedkommende forårsager i systemet, og betaler herfor, så regningen ikke skal betales af kunderne. Derfor glæder Andel Energi sig over Energinets foreslåede metodeændringer, der gør den uafhængige aggregator balanceansvarlig.

Samtidig er vi bevidste om den kompleksitet som rammerne om den uafhængige aggregator skal adressere, og som er nødvendige at få på plads for, at uafhængig aggregator kan udfylde den rolle, som var tiltænkt i forbindelse med *Clean Energy Package*. Vi henviser i den forbindelse til Green Power Denmarks høringssvar i sagen. I svaret, som Andel Energi bakker op om, fremhæves en række forhold i forslag til metodeændringerne, der er nødvendige at få afklaret:

- Balanceansvarlige skal holdes økonomisk neutrale, og Energinet skal sikre, at de balanceansvarlige ikke pålægges omkostninger, som skyldes den uafhængige aggregators handler, manglende leverancer, fejl i målinger, dataproblemer, og fejl i styring eller aktivering af elforbrug.
- Mere klarhed om indhentningseffekten med en tydeligere beskrivelse af, hvornår en uafhængig aggregator er ansvarlig for indhentningseffekter, hvordan effekten beregnes, hvordan Energinet vil kontrollere, at den håndteres korrekt, og hvordan afregningen sker, hvis den faktiske respons afviger fra handelsplanerne.
- Køreplaner og prognoser er et uløst problem. En balanceansvarlig skal indsende køreplaner til Energinet, men når en uafhængig aggregator kan ændre forbrug eller produktion uden den balanceansvarliges viden, bliver disse planer mindre retvisende. Derfor skal reglerne for køreplaner tilpasses uafhængig aggregators proces.
- Den balanceansvarlige skal have rettidig adgang til handelsplaner, aktiveringsdata og måledata, så prognoser, intraday-handler og ubalancer kan styres korrekt. Manglende information skaber informationsasymmetri og øger risikoen for forkerte handelsbeslutninger.
- Afregningsmodellen skal være fuldt risikoneutral for den balanceansvarlige, idet kompensation for handelsomkostninger kan være vanskelig at gøre præcis, og økonomisk kompensation ikke nødvendigvis løser de operationelle problemer, som den uafhængige aggregators handlinger skaber i realtid.

Tekstnære bemærkninger:

Metode 1: Fjernelse af childmålepunkter for uafhængig aggregator

Andel Energi bakker op om fjernelse af childmålepunkter og reduktion af datamængder, idet det bemærkes, at den foreslåede model dog vil betyde en større udviklings- og

testopgave for os, da vi skal udvikle og etablere en ny afregningsmodel med flere dataserier under samme målepunkt, som ikke findes i dag.

Forskrift H1

Kapitel 15 Uafhængige aggregatorer
§ 22. Den uafhængige aggregator skal under drift af en slutkundes udstyr til brug for levering af balanceringsydelser og energihandler indsende energiaktiveringsdata iht. reglerne i forskrift D1, kapitel 8.

Bemærkning: Referencen bør være til forskrift D1, kapitlerne 6 og 7.

Forskrift I

Hele gammel §§ 8 og 13 slettes.

Afklaring: Vedrørende energiaktiverings måleserie/dataregister-stamdata, så bør det afklares om, der skal ske en teknisk tilknytning/oprettelse af måleserie i Datahub, som uafhængig aggregator kan indsende data på.

Metode 2 Måledata og rykkere

Forskrift D1

Nyt § 16, stk.1 Den uafhængige aggregator skal hjemtage 15 minutters værdier på samtlige egne administrerede enheder uden ugrundet ophold.

Ny §16 stk. 2. På baggrund af de indsamlede 15 minutters værdier skal den uafhængige aggregator alene indsende de aktiverede energimængder for systemydelser og energi-handler, som skal ligge til grund for de bilaterale handler i ubalanceafregningen jf. Forskrift C2 § 9 stk. 1 pkt.

Bemærkning: Det er positivt, at 'uden ugrundet ophold' er tilføjet i stk.1, men vi undrer os over, hvorfor ikke både pkt. 1 og 2 spejler de krav, der gælder for de øvrige markedsaktører, som fremgår af § 9, stk.3: "De indsamlede 15/60 minutters værdier jf. stk.2 skal indsendes alle ugens dage uden ugrundet ophold i senest 7. kalenderdag efter driftsdøgnet i Datahub."

Gammel § 16 stk. 3 Den uafhængige aggregator skal ved indsendelse af 15 minutters værdier til DataHub pr. målepunkt angive i statuskoden, om værdien er målt, estimeret eller mangler.

Afklaring: Det skal afklares, om ændring af stk.3 medfører, at det ikke er tilladt eller muligt at indsende andet end målte energiaktiveringer ind.

Ny § 16 stk. 4 Aktiverede energidata fra uafhængig aggregator stilles til rådighed til elleverandørerne. Elleverandøren må alene anvende energiaktiveringsdata til prognose- og afregningsformål.

Afklaring: Det skal præciseres om det følger heraf, at almindelig markedskommunikation (BRS021 fremsendelse af måledata og BRS-023/026/027/028) bliver tilgængelige som rapporter i Datahub eller andet.

Energinets svar

Energinet takker mange gange for høringssvaret og har følgende kommentarer:

Vedrørende forskrift I §§ 8 og 13: Energinet bemærker, at den tekniske løsning er et mellemværende mellem DataHub og brugerne af DataHub. Forskrifterne regulerer aktørernes pligter og rettigheder, men ikke de tekniske forhold, hvorfor der for dette emne henvises til DataHubs Teknik- og Implementeringsforum.

Vedrørende forskrift D1 § 16: Reglerne er opdateret på baggrund af høringssvarene og Energinet henviser til de anmeldte forskrifter.

For alle øvrige bemærkninger og afklaringer henvises til den generelle indledning og Green Power Denmarks høringssvar og Energinets tilhørende bemærkninger.

Ewii Energi A/S

Energinet takker mange gange for det omfangsrige høringssvar.

Ewii Energi har afgivet et ganske omfangsrigt høringssvar, som stiller en masse afklarende spørgsmål. Af denne årsag er høringssvaret klippet op i sektioner, som Energinet besvarer undervejs. Energinets svar er tydelig markeret med grøn baggrund.

Der er afgivet følgende høringssvar:

EWII takker for muligheden for at deltage i høringsprocessen i denne særdeles betydningsfulde ændring af elmarkedet som vi kender det.

Som et af Danmarks største elforsyningsselskaber med både private, erhvervskunder og en omfattende trading forretning på engrosmarkedet er dette særligt interessant for os. Derfor er den detaljerede udformning af reguleringen meget vigtig, fordi små detaljer kan få omfattende konsekvenser for handlen på engrosmarkedet.

- Indledning
- Materialet
- Assets størrelse
- Vurdering af kompensationsmodel
- Transparens og krav om dataudveksling o Scenarier
- Afregning mellem BRP og UA
- Rebound-effekten
- Risiko for Energinet: reduceret kontrol
- Påvirkning af kapaciteten i DSO-nettet
- Konklusion

Indledning

EWII forventer ligesom Energinet, at der i fremtidens elsystemet med store andele af vedvarende energi også vil være behov for stadig større mængder fleksibilitet til at sikre frekvensbalancen. Derfor anser vi ønsket om at frigive eksisterende uudnyttet

balanceringskapacitet til markedet som særdeles positivt. Særligt ser vi et stort potentiale i aggregeringen af mindre forbrugsassets (elbiler, ladestandere, husstandsvarmepumper etc.) til volumener, som vil kunne anvendes på balancemarkederne. Det kan dog have en påvirkning på vores pressede elnetskapacitet.

I Energinets i juni publicerede estimat for deres forventede samlede omkostninger for balancering af elnettet. Estimatet DKK 650 mio. under den samlede omkostning for 2025, samtidig melder Energinet om en signifikant øget frekvenssikkerhed på baggrund af de omfattende ændringer i ubalancemarkedet de implementerede i 2024 og 2025. Trods 15 minuttersopløsning i markedet og stigende andele af vedvarende produktion bevæger Danmark sig i den rigtige retning.

Formålet med en høringsproces er, at myndigheder kan modtage indsigter og overvejelser fra aktører, som er berørte af ændringen. Derfor er det kritisabelt, at Energinet igen har valgt at have høringsperiode for (uafhængig aggregator) UA under sommerferieperioden, hvor mange energiselskaber har skiftende og lavere bemanding. Denne praksis blev også kritiseret af markedet ved den første UA høring i 2023 (10. juli – 18. august). Nu gentages det.

Metoden bærer præg af en række overvejelser, som er relevante at tage i betragtning fra et detailmarkedsperspektiv, fordi det er vigtigt, at der er et gennemgående fokus på at beskytte alle parter, men særligt den svage part dvs. forbrugeren. Men det af Energinet delte materiale fremstår ensidigt med et fokus på simplicitet og beskyttelse af den UA uden hensyn tagen til den eksisterende BRP. Dette er bekymrende, fordi øget kompleksitet og omkostninger hos BRPen vil føre til en større risiko, som skal afdækkes. BRPens risikoafdækning vil potentielt lede til øgede elpriser.

Metoden Energinet præsenterede i 2023 ønskede at frigive hidtil uudnyttet balanceringskapacitet til markedet nu skal denne udvides til intraday og day-ahead handler også, hvorfor UA vil handle på samme måde som den nuværende BRP-BSP-rolle blot med mindre regulering. Dette er bekymrende, hvis den nuværende regulering ikke er nødvendig, så bør Energinet facilitere et effektivt marked og reducere reguleringen af markedet. Hvis Energinet mener, at den nuværende regulering er nødvendig for BRP-BSP-rollen, så bør der ikke være lempeligere krav for UA, hvis denne de facto kan foretage de samme dispositioner i markedet.

Energinets svar: Energinet noterer sig utilfredsheden med høringen hen over sommeren, men gør opmærksom på den forlængede høringsperiode, netop af hensyn til sommeren. Energinet stiller sig samtidig uforstående overfor udsagnet om, at uafhængig aggregator skulle have lempeligere regler end BRP/BSP-rollerne, da uafhængig aggregator netop skal indtræde i de roller uden nogen form for lempelse. Uafhængig aggregator bliver ikke en ny rolle, men en funktion som eksisterende og nye både BRP'er og BSP'er kan vælge at benytte sig af. Energinet henviser for uddybende forklaring til den indledende beskrivelse af rollerne.

Materialet

Som markedsaktør virker materialet som, at Energinet har udviklet et IT-system, datahubben, og nu forsøger at lave metode, som passer til datahubben. Dette er bekymrende, idet metoder bør udvikles så de understøtter markedet og markedsaktørerne bedste muligt, hvorefter IT-systemet bør laves. Der er en risiko for, at centrale og

væsentlige problemstillinger negligeres eller ikke tildeles den nødvendige opmærksomhed, fordi det skal tilpasses til et IT-system. Derfor er det også bekymrende, når materialet ikke gennemgående anvender de samme udtryk, hvorfor vi ønsker, at Energinet gennemgår både høringsmaterialet og eksisterende materiale om aggregatorer og sikre en ensartethed i materialet.

Materialet fremlægger en række overvejelser om, hvad UA skal kunne og hvordan denne skal virke i samspil med BRPen. EWII savner dog en specifik beskrivelse af metoden, og hvad metoden skal kunne. Dette er ikke tydeligt i høringsmaterialet, ej heller i materialet præsenteret på seminarerne i maj og juni.

EWII er positive omkring Energinets formelle dialog med markedet både til seminaret i maj og elaktørforum i juni, og endnu et seminar august. Det er bekymrende, når Energinet ikke ønsker at dele materiale inden et seminar (seminaret i maj), fordi man ønsker, at deltagerne skal komme uforberedte (open minded). Dette eliminerer markedets mulighed for at diskutere uklarheder eller detaljerede overvejelser. EWII vil gerne opfordre Energinet til at denne praksis ikke gentages, hvis formålet med markedsdialogen er sammen at udvikle den bedst mulige regulering af markedet, hvor detaljer ikke bliver overset.

Energinets svar: Energinet noterer sig udsagnet om markedsinddragelse og afkræfter, at der på forhånd er udviklet et IT-system, hvor forskrifterne tilpasses. IT-udviklingen finder først sted senere. Vedrørende metoden henvises til den indledende tekst.

Assetstørrelse

Når Energinet i materialet henviser til, hvilken type assets UA og flerparts BSP er designet, så er det entydigt meget små forbrugerejede assets: elbiler, villavarmepumper, hustandsbatterier etc. Denne tankegang er forståelig og nødvendig med de forventede stigninger inden for elektrificering af private husstande. EWII vurderer, at Energinet har ret i antagelsen om, at anvendelse af denne type assets i balancemarkederne kan øge den udbudte kapacitet til markedet. Vi finder dette særdeles positivt, idet det vil øge likviditeten i balancemarkederne. Særligt fremhæver Energinet, at det særligt vil være aFRR markedet UAs ydelser vil bidrage til. Der er på nuværende ikke meget kapacitet i det danske aFRR, hvorfor en stigning af likviditeten er positiv, men vi har set en markant stigning i 2025 og H1 2026. Likviditeten i aFRR markedet er ikke udfordret på nuværende tidspunkt som ved go-live af PICASSO i oktober 2024.

EWII deler også Energinets antagelse om, at forbrugerne i fremtiden vil blive aktive aktører i elsystemet, hvilket også er positivt. Det kan måske endda lede til en større vilje til at investere i elektrificering af husstanden blandt forbrugere. Dette vil være positivt for det danske elsystem, og skabe muligheden for nye markedsdeltagere som UA.

UA-modellen understreger EWIIs antagelse om, at Energinet har lavet ændringerne for UA fra et detailmarkedsperspektiv, som bagefter overføres til engrosmarkedet. I den forbindelse mener vi, at Energinet har negligeret adskillige væsentlige aspekter, som vil blive fremført nedenfor.

Formålet er udnytte endnu uudnyttet balancekapacitet fra assets, som ikke allerede er til rådighed for balancemarkedet inden introduktionen. Denne antagelse er rimelig, når der er tale om forbrugere i detailmarkedet. Det må dog fastslås, at størstedelen af den potentielle balanceringskapacitet fra assets med en kapacitet over 1 MW allerede er tilgængelig for

markedet. Hvis dette ikke er tilfældet, så ligger der sandsynligvis andre kommercielle overvejelser bag. Dette kunne være den *manglende kompensation for paradoksalt afviste bud i balancekapacitetsmarkedet*, som blev afvist af Forsyningstilsynet i 2026.

Desto større et asset er, desto større er risikoen for den eksisterende BRPs portefølje. Energinet bør være bekendt med, at BRPer anvender forskellige assets i deres portefølje til at balancere den samlede portefølje, hvilket også kan ske uden aktiveringer i balancemarkederne. Derfor er det en stor risiko for BRPerne, hvis denne ikke har kendskab til reguleringen af forskellige assets og først ser dette ved afregningen, men ikke i øjeblikket. Dette danner også en risiko for elsystemet i almindelighed, når volumener er meget store. Se eksempel i *næste afsnit*.

De fremhævede overvejelser kan være marginale i små porteføljer, men reguleres en 1 GW havvindmøllepark pludselig flere hundrede megawatt, så er det ganske andet tilfælde. Dette blev fremhævet af markedsaktørerne i dialogen og høringssvarene i 2023. Derfor forbløffer det os, at Energinet alligevel har valgt ikke at forholde sig til denne risiko for den eksisterende BRP. Gennemgående i materialet fremstår det som, om Energinet vælger at negligere risikoen og omkostningerne for de eksisterende BRPer for at sikre en så let adgang for UA og flerparts BSPer. Dette uddybes i det et følgende afsnit, hvor vi beskriver afregningsrisikoen for BRPen.

Energinets svar: Energinet bemærker, at uafhængige aggregatorer netop er et forbrugerretligt tiltag i elmarkedsdirektivet, som tillader alle aktiver kunder at deltage med alle assets i alle markeder via aggregering. Således er det ikke negligering af tidligere høringer, men et bevidst valg om at sikre de aktive kunders rettigheder. Hvis elleverandørerne eller BSP'erne har aftaler med kunder om at regulere udstyr, som risikoudsættes for omkostninger ved en uafhængig aggregators tilstedeværelse, kan Energinet kun opfordre til at indgå aftaler med kunderne, som tilgodeser disse forhold, under hensyn til aggregeringsbekendtgørelsen og øvrigt lovgivning.

Vurdering af kompensationsmodel

Den foreslåede kompensationsmodel forekommer ufuldstændig, hvilket vil blive redegjort for nedenfor, hvor flere eksempler viser, hvorfor BRPens kompensation for UAs reguleringer er særdeles kompleks. Det alt overskyggende princip må være, at den eksisterende BRPs skal kompenseres fuldstændigt for UAs reguleringer. Dette skal også ske i situationer, hvor det vil være meget dyrt UA, fordi ellers vil den eksisterende BRP lide dette uretmæssige tab.

Det fremgår af Elmarkedsdirektivet art. 17, stk. 4, at UA skal kompensere den eksisterende BRP, hvis denne har direkte omkostninger, som opstår som del af UAs aktiveringer. Derfor anmoder EWII Energinet om at bekræfte, at i den kompensationsmodel, som indstilles til Forsyningstilsynet kompenserer den eksisterende BRPs omkostninger også, hvis disse omkostninger opstår i efterfølgende timer som følge af reboundeffekten eller i den eksisterende BRPs portefølje. Det vil være særdeles kritisabelt, hvis Energinet indstiller en model, hvor en markedsaktør kan lide et tab forårsaget af en UA uden at markedsaktøren har mulighed for at mitigere dette.

I kompensationsmodellen bør der også være en mekanisme for kompensation af den elektricitet, som tabes i processen. Der skal skabes sikkerhed for, at både den eksisterende

BRP og UA afregnes korrekt. Der er på samme måde som der er et elektricitetstab ved transport i elnettet, så er der et tab ved anvendelsen af et batteri.

Energinets svar: Energinet bemærker, at forskrifterne udarbejdes på baggrund af den danske regerings implementering af elmarkedsdirektivet, som er gengivet i aggregeringsbekendtgørelsen og ikke selve elmarkedsdirektivet. Til gengæld er Energinet af den overbevisning, at forskrifterne overholder aggregeringsbekendtgørelsen, hvorfor de efter mindre rettelser på baggrund af høringen sendes til Forsyningstilsynet for godkendelse.

Vedrørende bemærkningen for ladetab, så ligger der regler i elmarkedsforordningen, som dikterer brug af dedikerede målinger. De bør tage høje for, at fx afladning af 1 MWh, kræver mere opladet energi end 1 MWh, men eftersom reglerne beskriver uafhængig aggregators aktive aktiveringer, bør ladetab være dækket af uafhængig aggregator, medmindre der snydes, men så er det en helt anden sag.

Transparens og krav om dataudveksling

Når flerparts BSPen og UA kan regulere særligt store assets, hvor der potentielt er tale om reguleringer af produktion i flere hundrede megawatt, som reguleres af en usynlig tredjemand. Det rejser en række bekymringer for den eksisterende BRP. Energinet skal sørge for, at der er en transparent dataudveksling mellem aggregatorer og andre elmarkedsaktører, jf. Elmarkedsdirektivet art. 17, c). Derfor er det særdeles vigtigt, at Energinet ikke kun fastsætter en metode for at afregne aggregatorens aktiveringer mellem parterne, som skal ske via Esett, men særligt i realtid. Som det beskrives adskillige gange i dette høringssvar, er det afgørende for en sikker drift, at der ikke den eksisterende BRP ikke reagere kontraproduktivt for systemdriften på en regulering af UA uden at vide dette.

Eksempel omkostninger: UA nedregulerer en 1 GW vindpark med 500 MW i balanceenergimarkedet. Den eksisterende BRP får intet at vide, men ser blot, at deres vindpark producerer 500 MW mindre end planlagt. BRPen ved ikke, om det skyldes en aktivering fra UA, et nedbrud eller noget helt tredje.

Scenarie markedsudligning: BRPen sender en UMM ud og siger der er et nedbrud. Det reagerer alle markedsdeltagere på og øger produktionen. 30 minutter senere stopper UA med at levere nedregulering, men hele markedet har rampet produktionen op, så der nu er 500 MW for meget i systemet. I teorien kunne UA igen sælge 500 MW nedregulering selvom den selv havde skabt den

Scenarie intraday: BRPen køber de manglende 500 MW i intraday markedet, når det leveres udligner det nedregulering, som dermed ikke får den tilstræbte effekt.

Begge scenarier rejser to primære dilemmaer: hvem skal betale for dem og elimineringen af Energinets reguleringssignal. Energinets signal er blevet sendt til markedet, fordi der har været et behov for det, hvorfor det vil give et tab for markedsaktørerne ved indkøbet af elektricitet til balancering, men frekvensbalancen forbedres ikke. Se særskilt forholdet om UMMer i afsnittet herom nedenfor.

Energinets svar: Energinet bemærker i det første tilfælde, at BRP vælger at udsende en UMM uden at undersøge forholdene. I dette tilfælde er det BRP'en, som handler på

antagelser og skaber forstyrrelser i markedet. Eventuelle finansielle konsekvenser tilfalder BRP'en.

Det samme gælder for det andet scenarie. Hvis BRP'en blot handler i markedet uden af afklare, om de tekniske anlæg fungerer, som de skal, er det for BRP'ens egen risiko.

Udvidet scenarie porteføljeeffekt og intraday indkøb: En BRP har en portefølje bestående af adskillige vindparker i DK1, som bekendt kan afvige fra Day-Ahead forecasten i dette eksempel producerer vindparken 1, hvor UA også er aktiv, 50 MW for meget. Dette har BRPen ikke reageret på, fordi to andre vindparker BRPens DK1 portefølje tilsammen producerer 50 MW for lidt. Derfor er BRPens portefølje i balance. UA opdager, at vindparken 1 producere for meget og vælger at nedregulere parken, så denne er i balance. UA er uvidende om, at den eksisterende BRP har brugt vindpark 1 til at balancere sin portefølje. Nu er BRPens portefølje 50 MW i ubalance, og BRPen vælger at indkøbe 50 MW intraday markedet for at bringe porteføljen i balance. Intradayindkøbet 200EUR/MWh dyrere end spotprisen, hvorfor der i den foreslåede kompensationsmodel vil være et udækket tab på 10.000 EUR.

Energinets svar: Energinet undrer sig over, hvordan uafhængig aggregator kan vide, at vindparken producerer for lidt, hvis det er den balanceansvarlige, som har det generelle ansvar for vindparken, hvorfor uafhængig aggregator ikke bør gøre noget, medmindre de gør noget aktivt i markedet, da uafhængig aggregator ellers selv går i ubalance. Men uanset dette forhold, så er det igen BRP'en, der uden at undersøge nogle forhold, vælger at købe energi i markedet og deraf tager den eventuelle økonomiske konsekvens. Når først aktiveringen er sket, skal det i øvrigt bemærkes, at det slet ikke er muligt at handle sig i balance i intraday markedet i driftskvarteret. Der er derfor rigelig tid for BRP'en til at kontakte kunden for at høre, hvorfor der er en produktionsafvigelse i forhold til den af BRP'en planlagte produktion.

Scenarie meget aFRR leveret: Som Energinet er bekendt med, så afregnes markedsaktører kun for den faktisk leverede aFRR energi. Vil det ikke få en konsekvens for den eksisterende BRP, hvis UA ikke leverer den lovede aFRR energi. Derimod, så kan det have økonomiske konsekvenser for den eksisterende BRP, hvis UA leverer mere energi end anmodet. Risikoen opstår ved, UA skaber en ubalance, som kommer i ubalancemarkedet til nedreguleringsprisen, men UA får kun betalt op til den leverede. Det vil være BRPen, som er ansvarlig for denne ubalance.

EWII beder Energinet bekræfte, at UA i denne type situationer er ansvarlig fordi tabet opstår, hvorfor UA skal kompensere den eksisterende BRP for tabet.

Energinets svar: Situationen er ikke korrekt opfattet. Uafhængig aggregator skal indberette de faktiske aktiveringer til DataHub, som bruges til korrektionshandlerne. Derfor vil der for aFRR altid skulle være en 100 % overensstemmelse med leverance og korrektionshandel, uanset om uafhængig aggregator leverer for meget eller for lidt. Forholdet om under-/overlevering vil Energinet tage med uafhængig aggregator efter leverancen, som det gøres med alle BSP'er i dag, som leverer aFRR.

En aggregatorvirksomhed kan pålægges det økonomiske ansvar for de ubalancer, som opstår på baggrund af deres aktivering, jf. BEK nr 1727 af 30/12/2024

(aggregatorbekendtgørelsen) § 13, stk. 2. Ved meget store aktiveringer kan dette blive dyrt for UA, som skal dække tabet, som er opstået. Som netop beskrevet i eksemplerne ovenfor. For at bibeholde UAs uafhængighed må den eksisterende BRP ikke opsætte barriere i form af krav om dokumentation eller dataudveksling. Denne regel er forståelig fra et detailsmarkedsperspektiv, men i engrosmarkedet og mellem professionelle parter forekommer den malplaceret. Risikoen kan dog reduceres, hvis i stedet for den eksisterende BRP er Energinet, som stiller krav om dokumentation og dataudveksling mellem eksisterende BRP og UA. Derfor anbefaler vi, at Energinet i metoden fastsætter et krav om datatransparens, en omgående notifikation til den eksisterende BRP, når UA regulerer det pågældende asset. Denne notifikation i realtid vil være anbefalelsesværdig i stedet for kun at have ubalanceafregningen efterfølgende, fordi der potentielt kan være tale om betydelige krav mellem eksisterende BRP og UA.

Energinets svar: Energinet kommer ikke til at udvikle eller udstille realtidsdata på baggrund af andre BSP'ers aktiveringer. Hvis det er væsentlig for elleverandørens BRP at kende disse oplysninger, må elleverandøren gå til kunden for at aftale, hvordan disse data fremskaffes uden at der opsættes barrierer for uafhængig aggregator.

Energinet nævner i materialet, at enten UA eller eksisterende BRP skal udnævnes til at være "køreplansansvarlig", og dermed overtager denne også ansvaret for indsendelsen af opdaterede køreplaner til Energinet. Dette kræver dog først og fremmest en form for realtidsdatadeling mellem UA og eksisterende BRP, og muligheden for at kunne kontakte hinanden i nødsituationer, hvilket fjerner anonymiteten for UA. Derudover, så vil den eksisterende BRP bære omkostningerne for at etablere en dataudvekslingsplatform og administrativ skulle håndtere potentielt mange UAer over hele sin portefølje. Det er en urimelig omkostning at tildele den eksisterende BRP.

Energinets svar: Energinet har igangsat et særskilt spor for køreplaner og der henvises til svaret til Green Power Denmark.

Risiko for urigtige UMMer

Hvis Energinet fastholder, at der ikke skal være en pålidelig realtidsdatatransparens mellem UA og eksisterende BRP, så kan dette føre til konflikter med REMIT-forordningen. Når en markedsdeltager modtager intern viden, som kan påvirke prissætningen i markedet. Så skal denne hurtigst muligt sikre sig en effektiv offentliggørelse af sin viden til markedet via UMM, hvis dette ikke sker, vil markedsdeltageren potentielt blive anklaget for markedsmanipulation og i sidste ende dømt for det. Derfor kan den eksisterende BRP heller ikke blot negligere, hvis denne oplever noget, som kan være en et nedbrud på et stort asset.

Eksempel Remit: En 200 MW vindpark producerer på fuld kraft pludselig aktiverer UA 200 MW aFRR nedregulering, hvorved parken stopper produktionen fuldt. Som bekendt skal markedsaktøren ikke selv opdatere køreplaner ved aFRR aktiveringer, fordi dette sker hos Energinet. Den eksisterende BRP modtager ikke den opdaterede køreplan, hvorfor denne i god tro og fuld compliance handler hurtig effektiv og sender en UMM om nedbrud på anlægget til markedet. Denne UMM er dog urigtig, fordi der er, ikke er et nedbrud. Derudover kan det få de i eksemplet ovenfor beskrevne konsekvenser for Energinets evne til at balancere elsystemet.

Eksempel UMM: En 200 MW vindpark producerer på fuld kraft pludselig aktiverer UA 200 MW mFRR nedregulering, hvorved parken stopper produktionen fuldt. Ved mFRR aktiveringer skal køreplaner først opdateres 10 minutter efter aktivering. Den eksisterende BRP modtager ikke den opdaterede køreplan før efter 10 minutter, hvorfor denne i god tro og fuld compliance handler hurtig effektiv og sender en UMM om nedbrud på anlægget til markedet. Denne UMM er dog urigtig, fordi der ikke er et nedbrud, hvorved markedet er blevet vildledt.

EWII ønsker, at Energinet bekræfter, at UA overtager det fulde ansvar for udsendelsen af disse urigtige UMMer, og den eksisterende BRP på ingen måde kan holdes ansvarlig for at handle i god tro ved offentliggørelsen af, hvad der efterfølgende viser sig som værende en urigtig UMM. Vi forventer en generel stigning af urigtige UMMer, som vil påvirke prissætningen i engrosmarkedet, fordi markedsdeltagere muligvis i situationer med usikkerhed om en regulering vil sende en UMM i stedet for at bære risikoen for ikke at have sendt en UMM ved et nedbrud.

Energinets svar: Det kan aldrig blive uafhængig aggregators ansvar, at en BRP melder UMM'er uden at undersøge de faktiske forhold, før der sendes en UMM. BRP'en vil altid være ansvarlig for de UMM'er og eventuelle konsekvenser deraf, som de udsender.

Rebound-effekten

En af de største risici for den eksisterende BRPer er rebound-effekten, fordi UA blot flytter det planlagte forbrug eller produktion til et andet tidsrum. Derfor kan den eksisterende BRP, som balanceansvarlig, blive nødt til at handle på markedet på en anden måde end denne ville have gjort, hvis ikke UA havde reguleret det pågældende asset. Energinet forsøger i metoden at imødegå dette, men ved at tvinge den eksisterende BRP til at indgå en bilateral aftale, som afregnes via esett. I mange tilfælde vil det være tydeligt, hvornår der sker rebound, og i disse tilfælde vil det kunne afregnes korrekt. Der er dog også tilfælde, hvor det vil være sværere at identificere rebounden, hvis denne først finder sted mange timer senere. Det er nærliggende at undersøge, om en eksisterende BRP har en tabsbegrænsningspligt for UA, og dermed potentielt ikke kan drive sit asset så effektivt så muligt, fordi dette vil skabe en potentiel stor omkostning for UA.

Særligt ved store assets kan dette have store konsekvenser for elsystemet, hvilket Energinet ikke synes at tillægge stor betydning. Dette kan skyldes antagelsen som redegjort for ovenfor, om at metoden er designet til mindre assets. I den finske TSOs, Fingrid, høring omkring implementering af UA havde Fingrid aktivt valgt ikke at forholde sig til risikoen fra rebound-effekten. Da en markedsaktør i høringsprocessen i juni 2026 gjorde Fingrid opmærksom på, at rebound-effekten ved meget store assets kan potentielt føre overbelastninger elsystemet i grad, hvor det vil kunne føre til black outs. Fingrid har anerkendt markedsaktørens bekymring, og har nu startet en analyse af, hvordan reboundeffekten kan mitigeres.

Energinets svar: Energinet har skærpet forskriften vedrørende rebound effekter, så der tages hånd om dem, hvis de skyldes en uafhængig aggregators aktiveringer og henviser i øvrig til svaret til Green Power Denmark.

Risiko for BRP: Afregning mellem BRP og UA

Når flere parter interagerer, så er der risiko for, at der sker fejl. Dette gælder naturligvis også ved afregningen mellem UA og BRP ligesom, at der kan opstå behov for manuelle

ændringer ved i dag i forholdet mellem BRP og Energinet. Forskellen er dog, at denne manuelle håndtering af et behov afstedkommet fra en UA hos BRPen vil lede til en administrativ meromkostning og en potentiel ekstra risiko, som pålægges BRPen uden mulighed for kompensation. BRPen må ikke pålægge ekstra gebyrer på UA, hvorfor BRPen må affinde sig med et tab, men omvendt skal tab opstået på baggrund af UAs aktiveringer dækkes.

For UA gælder det, at der ikke er en direkte håndtering af den slags udfordringer, fordi de bilaterale aftaler Energinet refererer til, faciliteres af Esett. Der ikke tale om reelle bilaterale kontrakter mellem eksisterende BRP og UA. EWII finder det uhensigtsmæssigt, at eksisterende BRPer risikerer at lide tab fordi nye roller ønskes implementeret. Særligt fordi der ikke en direkte kommunikationskanal mellem den eksisterende BRP og de nye roller, hvorfor den administrative byrde bliver endnu større end i det nuværende system, hvor den eksisterende BRP kender alle kontraktparter, hvis Energinet ønsker alt konflikthåndtering skal faciliteres af Esett.

Energinet skal sørge for en ordning til løsning af konflikter mellem markedsdeltagere, herunder eksisterende BRP, og UA det fremgår af Elmarkedsdirektivet art. 17 stk. 3, litra f. Derfor ønsker vi, at Energinet entydigt beskriver, hvordan kravet i Elmarkedsdirektivet opfyldes i den nuværende metode.

Derfor undrer det os, at Energinet på seminaret 26. maj forsøger at lægge ansvaret for kontrol med UAs afregninger på den eksisterende BRP. Det bliver foreslået, at den eksisterende BRP først skal forsøge at løse problemet og dermed bruge ressourcer på det, for at undgå, at Energinet skal bruge ressourcer på dette. Det skal i den forbindelse nævnes, at den eksisterende BRP ikke nødvendigvis ved, hvem UA er. Derfor skal det sandsynligvis løses via Esett eller asset-ejer eller elleverandøren, hvilket blot gør processen endnu mere ressourcekrævende og langvarig for den eksisterende BRP. Derfor vil det fordelagtigt for markedet, hvis Energinet påtog sig det ansvaret for kontrollere og undersøge UA adfærd i stedet for at lade være op til den enkelte BRP.

Energinets svar: Metoderne er præciseret, således at alle uafhængige aggregators handlinger skal afspejles i aktiveringsdata og føre til korrektionshandler. Eventuelle uforudsete konsekvenser eller handlinger, som slutkunden eller udstyret selv varetager vil altid være den balanceansvarliges risiko, uanset om der er en uafhængig aggregator til stede eller ej. Der vil derfor ikke være en konflikt, som skal afklares. Skulle der dog være forundring over ens egne ubalancer og pludselige forandringer i disse, som BRP'en ikke kan redegøre for, er BRP'en altid velkommen til at kontakte Energinet, som det også er tilfældet i dag.

Risiko for Energinet: Reduceret kontrol

EWII forstår Energinets incitament til at gøre implementeringen af UA og flerparts BSP-rollerne så simple så muligt, fordi dette potentielt kan motivere flere virksomheder til at påtage sig disse nye roller. Vi finder det dog bekymrende, at Energinet ønsker at slække på kravene for den løbende kontrol og overvågning af disse nye markedsaktører. Høringsmaterialet antyder, at det ønsker at gøre det så nemt så muligt at være UA *"skal slippe"* og kalder dokumentation og information til netselskaber og Energinet *"overflødig"*. Særligt med et DSO-elnet, som netop nu er særdeles presset, bør elnetselskaber have adgang til mest mulig information og realtid, hvorfor EWII ikke kan støtte dette forslag.

Denne type information burde ikke være hemmelig for elnetselskaber. Disse kan dog potentielt opleve omkostning på samme måde som eksisterende BRPer, hvis deres ITsystemer også skal udvikles eller tilpasses til at håndtere UA-aktiveringer. Det reducerer også kontrollen i forhold til den oprindeligt godkendte metode, hvor Energinet ønskede, UA skulle kunne fremvise aktiveringerne helt ned på childmålepunkt-niveau. *"Ændringerne medfører, at uafhængig aggregator har væsentlig færre forpligtelser overfor DataHub".* Det er svært for markedsaktørerne at give kvalificerede feedback til Energinet omkring dette, fordi vi reelt skal gætte på en fremtidigt design som, hverken vi eller Energinet kender. Det skyldes, at en troværdig vurdering først kan ske, når Network Code for Demand Response er præsenteret. Derfor kan EWII ikke give et entydigt svar, men blot gøre de ovenstående pointer gældende.

Der er foreslået, at UA bliver balanceansvarlig for de aktiveringer de laver, hvilket er særdeles positivt. Dette administreres via Esett, hvilket reducerer risikoen markant for den eksisterende BRP. Derudover, skal de blot gennemgå en prækvalifikationsproces.

På trods af dette finder EWII det bekymrende, at disse nye roller, som kan have en meget begrænset trading erfaring pludselig slippes løs med langt friere tøjler kun med en prækvalifikation ingen løbende kontrol eller stikprøvekontrol. Særligt, når man vælger, at disse også skal kunne deltage Day-Ahead- og intradaymarkedet. Fejl sker og i disse markeder kan fejl i budafgivelsen have særdeles omfattende konsekvenser for både markedet og men også for forsyningssikkerheden. En fejl hos en (uerfaren / vikariende) trader i Finland førte til, at den gennemsnitlige spot-pris for hele døgnet blev -203€/MWh og i ti timer ramte spot-prisen den tekniske bund på -500€/MWh den 24. November 2023. Særligt i mindre prisområder, som de danske, er den risiko særlig stor, hvorfor vi mener, at Energinet bør overvåge disse nye roller indgående i en indføringsperiode.

I høringen i 2023 gjorde markedet også opmærksom på nødvendigheden af en konsekvent overvågning af de nye rollers ageren i markedet – særligt i begyndelsen. Hvis og når de nye roller har opbygget tilstrækkelig tillid kan markedet og Energinet slække lidt af kravene, men ikke under introduktionen. Dette gælder særligt for aggregatorvirksomheder, som typisk kommer fra IT-teknisk baggrund snarere end en trading baggrund. Energinet bør derfor have et særligt fokus på at understøtte disse aktører i begyndelsen.

Eksempel på lempelse køreplaner: Der skal i den nuværende regulering indsendes en opdateret køreplan til Energinet, når der foretages en større mFRR-aktivering, og Energinet har i juni pålagt operatørerne af større BESS-anlæg, at de allerede i august skal indsende køreplaner ved større mFRR-aktiveringer. Kravet til markedsaktørerne om en hurtig ændring hen over sommerferien kan ikke tolkes på andre måder af markedet end, at indsendelsen opdaterede køreplaner efter mFRR-aktiveringer er særdeles væsentlige for Energinets mulighed for stabilisering af frekvensen i elnettet. Derfor kan man som markedsaktør kun undre sig over, at Energinet på seminariet i maj sætter spørgsmålstegn ved, hvorvidt opdateringen af køreplaner mFRR-aktiveringer er nødvendig, hvis det er en hindring for implementeringen af UA. Det er vigtigt, at der ikke lempes på kravene til markedsdeltagere blot for at gøre det mere lettere eller mere attraktivt at være UA.

Energinets svar: Energinet deler ikke Ewiis opfattelsen, men henviser til den generelle indledning og i øvrigt svaret til Green Power Denmark. Energinet bemærker dog, at der ikke

laves forskelsbehandlende kontroller, men at det vil være generelle BRP-/BSP-kontroller, hvis der indføres yderligere kontroller.

Påvirkning af kapaciteten i DSO-nettet

Grundet den manglende og langsommelige udbygning af elnettet i Danmark, så er manglen på elnetkapacitet i allestedsnærværende i medierne. Selvom private forbrugeres tilslutning af prioriteret i 'akutpakken', så vil de stadig presse systemet særligt, hvis denne øgede kapacitet ensidigt jagtes med profit og tanke på systemydelsesmarkedet for øjet. Så er problemet og risikoen tydelig senest ved overbelastningen og den deraf følgende brænd på transformeren i Ensted Aabenraa.

Lige nu er husstandsbatterier relativt dyre, men EWII forventer at inden for de kommende år, at prisen vil falde markant, hvorfor de i langt større grad vil blive tilkoblet. Disse vil ligesom elnetselskaberne over hele Danmark nu oplever det oplade og aflade i takt og på samme tid Problemet er, at det er netop på disse tidspunkter, hvor DSO-elnettet oplever stor belastning. Derfor bør Energinet undersøge mulighederne for i stedet for at disse små assets anvendes i balancemarkederne, hvor som nævnt tidligere, kapaciteten er støt stigende. Udvikle et netfleksibilitetsmarked, hvor denne type assets understøtter elnettet i stedet for at presse det i jagten på noget prisbalancering, som præsenteret i indledningen bliver markedet for energitunge balanceringsydelser løbende mere likvidt, hvorfor et ensidigt fokus på en øgning af dette ikke nødvendigvis er anbefalelsesværdigt.

EWII ser potentialet i UAs deltagelse i et potentielt netfleksibilitetsmarked, hvor det særligt på DSO-nettet kan have en positiv effekt. I EWII har vi beskæftiget os indgående med, hvordan netfleksibilitet kan udformes på DSO-nettet. Derfor er det også særdeles vigtigt for os at understrege, at den af Energinet foreslåede metode for UA **IKKE** faciliterer dette. Det vil være en vildfarelse, hvis man antager, at UA er kompatibel med netfleksibilitet på DSO-nettet i sin nuværende form. Det vil også være en vildfarelse, hvis man antager, at det kun vil kræve mindre justeringer af metoden. Vi vil gerne understøtte denne proces, når den starter, men fraråder overvejelser om snuptagsløsninger.

Energinets svar: Det er ikke Energinets opgave at lave markeder for DSO'erne, men når network code for demand response kommer, tyder det på, at eventuelle flaskehalsmarkeder for DSO'ere skal samtænkes og sameksistere med alle øvrige markeder under hensyn til hinanden. Eventuelle konsekvensrettelser for uafhængig aggregator metoden tages til den tid og skulle der være et behov for fleksibilitetsmarkeder for DSO'erne, før network code for demand response kommer, tager Energinet gerne en dialog omkring dette.

Konklusion:

EWII ser et potentiale for introduktionen af UA og de kan muligvis øge kapaciteten i balancemarkederne, men andre tiltag for store assets vil øge balancekapaciteten mere. Introduktionen af UA i sin nuværende form bidrager dog, som beskrevet i høringssvaret, store risici for den eksisterende BRP, men også for elnetselskaberne. Derfor opfordrer EWII til, at Energinet indgående beskæftiger sig med de problemstillinger vi har fremhævet i dette høringssvar – og som blev fremhævet af markedet i høringen i 2023. Det vil være særdeles beklageligt, hvis Energinet i sin iver for at implementerer UA introducere en rolle, som øger presset elnetselskaberne, som netop nu voldsomt under pres.

UA har balanceansvar og må afgive bud i Day-ahead-, Intraday- og balancemarkedet, hvorved den ikke adskiller sig fra det i dag hyppigt anvendte rolle, hvor BRP også er BSP på det samme asset. Derfor mener EWII ikke, at der skal lempeligere krav til UA, fordi denne kan handle på samme måde som den eksisterende BRP-BSP-rolle. Hvis den nuværende regulering af de eksisterende forhold er nødvendig, så bør de krav gælde alle markedsaktører uanset deres aftale med tredjemand. Hvis assetejer hellere vil have BRP-BSP-rollen varetaget af UA, så kan denne indgå en aftale med UA. Derfor forekommer behovet for UA-rollen unødigt. Vi forstår Energinets eksempel om, at assetejer kan have en god fastprisaftale med den eksisterende BRP. I praksis forventer vi ikke en stor tilstrømning til UA på store assets, men risikoen skal håndteres af den eksisterende BRP.

I sin nuværende form mener EWII, at de negative konsekvenser for vores velfungerende elmarked vil være overrepræsenteret i forhold til en relativ lille øgning af balanceringskapacitet, som vil kunne tilføjes et stadig mere likvidt dansk balancemarked. EWII anerkender, at de nødvendige beskyttelsesmekanismer for den eksisterende BRP og resten af markedet gør det mindre attraktivt at være UA, men dette er en nødvendighed. Energinet og markedsdeltagerne har allerede brugt mange ressourcer på UA-projektet i sin nuværende form, hvorfor vi beder om særligt følgende implementeres i metoden, så risiciene for den eksisterende BRP mindskes markant:

- Krav om realtidsdataudveksling mellem UA og eksisterende BRP,
- Fuldkompensation for alle tab, som opstår hos den eksisterende BRP på baggrund af UAs handlinger,
- Effektiv kontrol af UA særligt i introduktionsfasen,
- Uafhængighedskravet fastholdes på mindre assets, men ved assets større end 0,5 MW kræves datatransparens og etableringen af en afregnings- og kommunikationsplatform mellem BRP og UA.
- UA skal ikke være en BRP med mindre regulering.

Vi håber, at Energinet vil beskæftige sig med vores bekymringer og adresserer disse inden UA-metoden sendes til metodegodkendelse hos Forsyningstilsynet. Hvis ikke disse adresseres, så vil de negative konsekvenser for markedet langt overveje den potentielle gevinst ved introduktionen af UA-rollen i Danmark.

Energinets svar: Energinet henviser for konklusionens bemærkninger til tidligere svar. Energinet bemærker dog, at uanset indførslen af uafhængig aggregators effekt eller bidrag til elsystemet og elmarkederne, så er det en pligtopgave at implementere i markedet. Energinet har valgt en model, som vurderes som så simpel og sikker som muligt med så meget beskyttelse af kunder, uafhængige aggregatorer, netvirksomheder, elleverandører og balanceansvarlige som muligt, uden at overimplementere metoden.

Energinets svar

Energinet takker som sagt for det fyldestgørende og omfangsrige høringssvar, som har givet anledning til en række mindre, men gode præciseringer i forskrifttekster.