



Energinet
Att.: detailmarkedsudvikling@energinet.dk
myndighed@energinet.dk
Tonne Kjærsvøj 65
7000 Fredericia

Dato:
17. august 2023

Andel Energis kommentarer til Energinets forslag til implementering af uafhængige aggregatorer

Andel Energi takker for muligheden for at kommentere på Energinets forslag til implementering af den uafhængige aggregator via justering af en række forskrifter.

Vi har gennemgået materialet i partnerskabet bag Flex Platformen, og dette høringssvar er derfor på vegne af både Andel Energi og IBM.

Vi er overordnet set glade for det udarbejdede forslag, og vores kommentarer skal ses i det lys.

Grundlæggende kommentarer

Energinets udgangspunkt i relation til ændringerne i forskrifterne virker lidt uklart for os.

Gælder det alene den "Uafhængige aggregator"? Og defineres "Aggregatorer med direkte relation til en balanceansvarlig" (vel svarende til de fleste elleverandører i dag) som aggregatorer med balanceansvar, som derfor ikke er omfattet af ændringerne. Det vil være godt med en præcisering.

Vi har efter gennemlæsningen et behov for at Energinet præciserer, at en uafhængig aggregator har opgaver, der svarer til en variant af netvirksomheder i relation til child målepunkterne og deres stamdata og måleværdier. Derudover, at de normale netvirksomheder ikke står med overlappende ansvar på de pågældende målepunkter.

Vi argumenterer herunder for, at alle aggregatorer underlægges fuldstændigt ens vilkår i relation til dataHub, så det systemmæssige og procesmæssige setup er ens for alle, der leverer fleksibilitet til systemydelse.

Vi har i vores gennemlæsning forsøgt at forholde os til implementerbarhed, kundens (slutkundens) oplevelser og aggregatorens omkostningsdrivere i forbindelse med håndtering af setuppet.

Side:
2/4

Vi er i den forbindelse fokuserede på, at fleksibilitet til systemydelser i fremtiden også skal leveres fra rigtig mange mindre anlæg af forskellige art, med forskellige kapaciteter, og at disse anlæg ofte er placeret i større antal bag et afregningsmålepunkt hos kunderne. Det stiller krav til effektive processer hos både aggregatorer og DataHub.

Vi anbefaler Energinet at læse forslagene igennem med fokus på en bygning med et afregningsmålepunkt, hvor kunden har 25 forskellige anlæg, der hver især kan levere fleksibilitet til mFRR med hver deres karakteristik. Det vil give anledning til op til 100 child målepunkter, repræsenterende disse anlæg i DataHub med redundante målepunktsstamdata.

I sig selv ikke et problem, hvis man har en fornuftig systemunderstøttelse.

Det peger imidlertid på behovet for helt ens processer for en aggregator – uanset, om vedkommende er uafhængig eller samtidig er balanceansvarlig. Det vil reducere systemudviklingsbehovet for aggregatorer, der i nogle tilfælde vil optræde som uafhængige og i andre tilfælde vil optræde som leverandør med eget balanceansvar.

Det understøttes yderligere af lovgrundlagets §15 stk. 2, første punkt, hvor alle aggregatorer (Uafhængige er udelukkende en delmængde af det) betaler eller betales økonomisk kompensation til elhandelsvirksomheder (Balanceansvarlige?), der er direkte påvirkede af aktiveringer af regulerbart forbrug eller -produktion.

Under definitionen af den uafhængige aggregator i høringsbrevets afsnit 3, side 4 er konsekvensen, at en rigtig stor andel af målepunkterne i Danmark har en elleverandør, der ikke samtidig er sin egen balanceansvarlige, og derved bliver rubriceret som uafhængige aggregator.

Det klassiske balanceansvar varetages ofte af en anden juridisk enhed end elleverandørvirksomheden, også indenfor koncerner.

Andel Energi er f.eks. med den definition en uafhængig aggregator, selv om vi har elleverancen til målepunktet, fordi balanceansvaret håndteres koncerninternt af Energi Danmark. Det gælder sandsynligvis for en del andre elleverandører. Med den forståelse er der endnu et stærkt argument for at alle aggregatorer håndteres ens og de fleksibilitetsgivende anlæg håndteres ens i DataHub.

Fremadrettet må vi antage, at der vil være en del aggregatorer, der fokuserer på de energifattige ydelser. Er der gjort overvejelser, om det vil være hensigtsmæssigt at sikre en definition af dem også? Og betyder det i realiteten, at der på et målepunkt kan være både en elleverandør, en balanceansvarlig, en uafhængig aggregator (Energirige systemydelser) og en aggregator (Energifattige systemydelser), hvor den sidste ikke er registreret i DataHub?

Forskrift H1

I kapitel 15 opstilles krav til målepunkterne for de uafhængige aggregatorer.

Vi anbefaler, at de oprettede målepunktsstamdata følger anlægget og ikke nedlægges, hvis aggregatoren ophører med at levere fleksibilitet fra det pågældende anlæg. Det er sandsynligt, at der i fremtiden skiftes aggregator på anlæg på nogenlunde samme vis, som der skiftes elleverandør på afregningsmålepunkter. Og ved leverandørskift slettes kunden og kundens stamdata ikke fra målepunktet i DataHub. Der skiftes blot leverandør, og det samme kan gøres gældende på anlæg til levering af fleksibilitet til systemydelsesmarkedet.

Ovenstående ændrer ikke på de rimelige krav til at sikre sig et fornyet aftaleforhold ved en ny kundes tilflytning på målepunktet. Og naturligvis at nedlægge målepunkterne, hvis kunden ønsker det, anlægget nedlægges eller hvis det overordnede målepunkt nedlægges.

Vi anerkender, at det er et indgribende forslag i relation til de forskrifter, der er sendt i høring, men vi mener det er umagen værd at overveje proces og transaktionsomkostninger i relation til oprettelse, drift og ophør af anlæg til levering af fleksibilitet.

Forskrift D1

I bestræbelserne på at holde omkostningerne nede og gøre det økonomisk overkommeligt for kunderne, og dermed også aggregatorerne, er en del anlæg, der skal levere fleksibilitet, ikke udstyret med en fysisk måler.

Der anvendes virtuelle målere, f.eks. i Flex Platformen, som er godkendt til brug for dokumentation af leveret fleksibilitet.

Vi tager for givet, at den målertype også fremover kan bruges til formålet.

Forskrift I

Vi har forståelse for, at der skal registreres tilstrækkeligt med målepunktsstamdata til, at strukturen og datamodellen i DataHub holdes intakt.

I §10 undrer vi os umiddelbart over punkterne 5 (Tilsluttet spændingsniveau) og 6 (nærmeste station).

Dels, fordi det er stamdata, som netvirksomhederne tilsyneladende ikke selv indberetter og vedligeholder på det overliggende afregningsmålepunkt, hvorved det kan blive svært at skaffe den nødvendige information for aggregatoren.

Dels, fordi nærmeste station nok ikke er den nærmeste net- eller hovedstation i fugleflugtslinje på et kort. Det kræver viden om nettets topologi og aktuelle koblingstilstand. Viden, som kun netvirksomhederne til enhver tid ligger inde med.

Side:
4/4

Vi foreslår punkterne 5 og 6 udelades af de obligatoriske stamdata for childmålepunkterne for de anlæg, som den uafhængige aggregator tænker at anvende bag et afregningsmålepunkt.

Forskrift C2

Vi ved, at det ikke direkte er relateret til den uafhængige aggregator, men vi vil anføre, at en minimumbudstørrelse på 5 MW på mFRR ikke gør noget godt for de uafhængige aggregators muligheder for at bringe fleksibilitet i markedet fra de mindre anlæg hos kunderne.

Vi foreslår Energinet overvejer at reducere minimumsbudstørrelsen til f.eks. 0,1 MW. Vi ved, at der er kræfter i det nordiske marked, som gerne vil have budstørrelserne øget, men det er vigtigt at få mindstestørrelsen på budstørrelserne væsentligt ned, hvis der skal skabes den nødvendige dynamik i markedet og tiltrække flere udbydere af fleksibilitet.

Afrunding

Vi takker endnu en gang for muligheden for at afgive hørings svar, og vi håber, at vores kommentarer giver mening.

Vi står naturligvis til rådighed for uddybninger af de afgivne kommentarer.

Samtidig vil vi gerne benytte lejligheden til at invitere til samarbejde og dialog frem mod den endelige implementering i DataHub 3.0.

Vi har konkrete driftserfaringer med mindre og mellemstore anlæg, der leverer mFRR via en balanceansvarlig, og vi deler gerne de erfaringer med Energinet, mens Energinet stadig er i designfasen på de fremtidige løsninger.

Venlig hilsen

Flemming Silius Nielsen
Afdelingsleder

Direkte 59214283
Mobil 22526390
fsn@andelenergi.dk

Energinet
Att: Karsten Feddersen
Tonne Kjærsvej 65
7000 Fredericia
Denmark

August 25th 2023

Sent via mail to: detailmarkedsudvikling@energinet.dk and myndighed@energinet.dk

Centrica's consultation response regarding the proposed changes to: D1, C2, H1 and I – implementation of independent aggregators

Dear Mr. Feddersen

Centrica plc. welcomes the opportunity to provide the following comment on the introduction of independent aggregators in the Danish energy intensive reserve and balancing capacity market.

As one of the largest energy trading companies in Denmark, and active balance responsible party (BRP) Centrica plc is interested in Energinet's efforts to implement independent aggregators as balancing service providers (BSP) in the Danish reserve and balancing market. With an increased share of variable renewable energy in the Danish energy mix Centrica supports the need to expand the products and services that Energinet depends on to ensure a secure and resilient power grid. The implementation of independent aggregators will contribute to enhance the reserve and balancing market of the future with the flexibility from residential buildings, electrical vehicles etc. for providing balancing services.

Centrica is already acting as an independent aggregator and helping TSOs balance the power grids in three countries: United Kingdom, Belgium, and the Netherlands. We would like to share our experiences and observed best practice from these markets with Energinet.

Centrica acknowledges the complexity of implementing the independent aggregator, which seems to be handled primarily by passing on risks to BRPs that they are not able to manage properly. This may lead to increased costs to BRPs.

We have identified 5 key areas, in Energinet's current proposal, that require further consideration:

1. Mismatches between promised and actual deliveries by the independent aggregator

In the submission for approval for [its terms and conditions for BSPs](#) , which was approved in 2019 by the Danish Utility Regulator, Energinet stated a concern about the consequences of mismatch between promised and actual delivery of ancillary services if the BSP role was separated from the BRP role:

“If a BSP is unable to supply a promised service in full, this will result in an imbalance for the associated BRP. Thus, the total payment from the TSO will be reduced such that it reflects the actual and not the promised delivery. If the initial payment to/from the BSP is separated from the imbalance settlement with the BRP, a correction element is needed to consider that [ed. payment for delivery] delivery and settlement happens with two separate parties. This will naturally increase the complexity of the transactions and increase the administrative costs.”

Centrica shares this concern and fails to see that Energinet addresses it in its proposal which only addresses the correction of the actual part of the promised delivery. The proposal assumes that independent aggregators will always self-report actually delivered energy correctly and as such – by assumption – no imbalances can occur from independent aggregators activations.

The simplistic self-reporting model for assessing actual delivery creates a very significant room for gaming on the part of independent aggregators, which Energinet doesn't address at all. Centrica stresses that this gaming incentive is much stronger than for BRPs where – as described in the quote from Energinet above – the total net payment will only reflect the actual and thus not the promised delivery.

Only to the extent that Energinet could provide a control system that would catch any deviations to a reasonable, documented extent, could it be argued that no imbalances could result from the activations of bids from independent aggregators. The lack of a description of such a control system indicates to Centrica that such a system is probably not part of the proposal. According to the tender conditions for ancillary services, deliveries are merely checked on a sample basis, which seems reasonable under the current system where the gaming incentive is low. Centrica, however, considers the current system insufficient for the new model given the very strong incentive for gaming by independent aggregators.

Centrica urges Energinet to evaluate the models used in Belgium and in the United Kingdom. The Belgian Transmission System Operator [Elia's report](#) on baseline modelling from 2021, which thoroughly reviews different approaches. Centrica notes that self-reporting in Elia's paper does not only require reporting of the delivered energy, but also reporting of baseline meter values, so that it is statistically possible to demonstrate whether the independent aggregator's baseline systematically deviates from the actual value. It would help both the BRPs and Energinet to identify potentially incorrect data in large volumes, if a statistical baseline was introduced.

In the United Kingdom another baseline methodology for settlements is used, which estimates what the 'normal' operation of an asset is during the period prior to any activity by independent

aggregators. A similar baseline model could provide the market participants with some protection against incorrect data submitted by the independent aggregators.

Centrica asks Energinet to thoroughly describe how Energinet intends to ensure that mismatches between promised and actual delivery do not affect BRPs, in accordance with the stated concern by Energinet itself in 2019. Further, Centrica asks Energinet to describe which control systems Energinet intends to have in place to mitigate the greatly increases risk of gaming on behalf of BSPs.

2. Meter-level information about activations necessary to ensure correct settlement

Some customers are financially responsible for their imbalances (variable balance agreements). Imbalance settlement of such customers is based on the same principles as the imbalance settlement of BRPs by the TSO whereby the BRP effectively distributes the TSO imbalance settlement on its clients. This type of settlement requires correct knowledge of the planned production/consumption at a given metering point. In the proposed model, any meter-level information about activations through the independent aggregators is hidden from BRPs, which effectively makes correct imbalance settlement of customers impossible, please see *example 2* below:

Example 1:

A BRP has two wind farms as customers, both of which are imbalance settled according to the metered deviation from the day-ahead forecast. The day-ahead forecast for both farms is 10 MW in a given hour. In this hour, one wind farm sells 10 MW of down regulation via an independent aggregator, while the other experiences a breakdown, so that the metering for both wind farms shows 0 MWh of production.

From the BRP's perspective, the two customers together have an imbalance of -20 MWh. Due to the independent aggregator's sale of down regulation, the BRP is compensated for 10 MWh, so the actual imbalance of the BRP towards the TSO is -10 MWh.

However, the BRP does not know what the imbalances are for the individual parks, as Energinet in the proposed model does not notify the BRP about which park has been downregulated. Since the imbalances in this example follow the imbalances of the grid, the down-regulated wind park has no incentive to notify the BRP that it has been down-regulated. Therefore, the BRP must find an arbitrary way to imbalance settle the two customers, where either the BRP or the other customers will end up incurring higher costs.

It is the understanding of Centrica that Energinet intends to withhold the meter level information due to the requirements set out in *DIRECTIVE (EU) 2019/943* (as implemented in Danish legislation) about the protection of commercially sensitive information.

Centrica acknowledges that information about activations on certain meter points, e.g., for industrial consumption where a independent aggregator may have to invest heavily to enable such flexibility, in which case broadcast of such information to the electricity supplier of the meter point could be a

threat to the business of the independent aggregator. However, in the case energy-producing facilities such as e.g., wind turbines or thermal power plants, Centrica fails to see that such activations can be considered commercially sensitive information such that it cannot be shared with the electricity supplier of the meter point.

3. Real-time meter-level information about activations necessary allow BRPs to live up to their balance responsibility

BRPs shall strive to be balanced or help the power system to be balanced. This task is made much more difficult when independent aggregators can regulate assets which are under the balancing responsibility of a BRP. This currently could mean that large scale assets, such as wind parks, can be managed simultaneously by a BRP and an independent aggregator. Due to the absence of data exchange being required between these parties, several unintended impacts and risks can emerge. In the consultation proposal the BRPs will be unable to forecast and mitigate the impacts on the reserve market caused by the actions of the independent aggregators because the proposed settlement structure is opaque.

An independent aggregator can e.g., down regulate a wind farm which to a BRP can be seen as a breakdown, which could then induce the BRP to make trades in the intraday market in an attempt to maintain its balance. In such a case, the BRP would inadvertently create an imbalance for itself and for the power system.

The independent aggregator, however, has the information that could prevent this from happening. If the meter level information about the activations was made available to the BRP, the BRP would know that the perceived imbalance was indeed the result of an activation and should thus not be counteracted.

This can reduce BRPs ability to forecast energy production and inhibit its ability to comply with its obligations under the balancing contract, which may have the following consequences:

- The BRP could inadvertently create system imbalances when trying to maintain its balance in response to the reduction in output,
- Less accurate forecasts will create more and larger imbalances, which would have to be mitigated by the other actors in the market,
- Risk of socioeconomic loss due to less efficient operation of assets

Centrica asks Energinet to ensure that such information is conveyed to BRPs to allow BRPs to better live up their balancing responsibility, taking into consideration the arguments for commercially sensitive information provided in the previous section.

4. Asset size in scope

Centrica recognizes that the role of independent aggregator can contribute to unlocking the latent flexibility from e.g., EVs and heat pumps. However, Energinet's proposal does not differentiate

between flexibility from e.g., an EV with a capacity of 11 kW and an offshore wind park with a capacity of 1 GW.

Based on Energinet's proposal and the past webinar we understand that Energinet's focus is to allow independent aggregators to create a network of small-scale assets, e.g., domestic batteries, EV chargers, heat pumps, etc.; for the purpose of unlocking their flexibility to help stabilize the power grid. We are supportive of this objective and agree that the potential of utilizing demand side flexibility will increase in the future with the rollout of home, heat and transport electrification.

However, the proposal does not currently define a limit for the size of decentralized assets that can be aggregated. Based on our experience in other markets larger assets will be more complex to manage and have a more critical impact on the state of the grid. These assets are currently managed by BRPs and may already actively support to keep the power grid in balance. These large assets are continuously optimized by the BRPs based on highly complex data driven models. Centrica suggests limiting size of the metering points to 100kw. enabling the aggregation of small assets without unintentionally including larger assets. Therefore, a more thorough analysis and discussion on how a separate BSP role might be established without leading to any unintended impacts on BRPs is essential. We outline some unintended impacts in the next point.

The implementation of a separate BSP role for larger assets requires thorough consideration of unintended consequences and engagement with industry and market participants. The expansion should ideally follow a stepwise approach in order to ensure continued stability and resilience of the power system.

5. The proposed compensation model conflicts with standard commercial contracts

The proposed compensation model effectively allows customers to trade with their electricity supplier at the spot price, no matter what commercially agreed price is already in place.

Example 2:

Assume that a consumer has entered into a fixed price agreement with an electricity supplier at a price of 2 DKK/kWh. Furthermore, assume that the BRP has also secured the energy for delivery at a fixed purchase price of DKK 2/kWh.

Together with an independent aggregator, the company now identifies a potential for selling up regulation to Energinet (reduction of consumption). Assume that the up regulation causes a permanent reduction in consumption at a cost to the consumer of 0.5 DKK/kWh.

If the company sells up regulation to Energinet via the independent aggregator, the independent aggregator is settled for the difference between the spot price and the up regulation price. Thus, the aggregator will be able to offer up regulation at the spot price plus DKK 0.50/kWh. If the spot price is 1 DKK/kWh, the independent aggregator offers upward regulation at 1.5 DKK/kWh.

If Energinet activates this up regulation bid, Energinet purchases energy from the aggregator that the consumer would have consumed otherwise. Therefore, the BRP does not immediately receive payment for this energy, as it is not measured as consumption with the consumer. In Energinet's model, the BRP receives compensation corresponding to the spot price. With a spot price of 1 DKK/kWh, the BRP realizes a loss of 1 DKK/kWh due to the independent aggregator's sale of up regulation, as the BRP has purchased the electricity at 2 DKK/kWh with an outlook to resell at 2 DKK /kWh.

Taking into account the argument in section 2 on commercially sensitive information, Centrica considers that such compensation is only necessary in cases where no meter-level information about activations can be shared. For cases where meter level-information *can* be shared, information about the activations would allow the electricity supplier to correctly settle clients whose meter values are impacted by independent aggregators. Centrica requests Energinet to develop such a model.

Conclusion

Centrica is welcoming the opportunity for independent aggregators to become market participants in the Danish balancing market. The independent aggregator's ability to unlock further balancing capacity in Denmark by aggregating the balancing potential of residential buildings, electrical vehicles etc. will impact the Danish society positively.

However, Centrica identifies some severe risks for the BRPs, if Energinet implements the current proposal, which weren't intended with the proposal. The risks can be mitigated by:

- Define a size limitation for assets, e.g., maximum 100kW installed capacity.
- Consider improvements to address delayed visibility of independent aggregators actions.
- Expand the rules in a considerate and stepwise manner to larger assets while considering potential unintended impacts on BRPs.
- Proposing a new compensation model.
- Introducing an effect baseline model to prevent mismatches mismatches between promised and actual deliveries.

If the 5 concerns raised by Centrica in this consultation response are remedied. The possibility to implement independent aggregators in Denmark without risking the business of the Danish BRPs is created. Failing to address the concerns raised by Centrica will impact Danish BRPs, who are operating with advanced forecasting and operational models on large assets, negatively. Consequently, the negative impact on the BRPs will translate into a socioeconomic loss because the large assets will be operated suboptimal.

Centrica would like to encourage Energinet to thoroughly assess our comments and take them into consideration in their efforts to implement independent aggregators in Denmark.

Centrica look forward to engaging with Energinet on our comments and remain available for discussion.

Yours sincerely

Thorleif Juul Larsen

Centrica Regulatory Affairs and Policy

Energinet
Karsten Feddersen
Detailmarkedsudvikling@energinet.dk
Kopi myndighed.@energinet.dk

Høring over markedsforskrifter vedr. uafhængige aggregatorer

18.08 2023

Hovedkontor:
Hovedgaden 36
4520 Svinninge

Cerius A/S og Radius Elnet A/S har modtaget udkast til forskriftsændringer for D1, H1, I og C2 samt til vejledningen for rollen om uafhængig aggregator.

Forskriftsændringerne introducerer en ny aktørrolle og muliggør, at uafhængige aggregatorer kan levere visse systemtjenester til Energinet, uden samtidigt at være balanceansvarlig.

Nedenstående er kommentarer fra både Cerius A/S og Radius Elnet A/S (i det følgende Cerius-Radius).

Indledningsvis har vi et nogle generelle kommentarer og efterfølgende nogle mere specifikke og tekniske kommentarer til materialet.

Cerius-Radius bakker i øvrigt op om Green Power Danmarks høringssvar.

Generelle kommentarer

Metoden ser ud til at forudsætte, at den uafhængige aggregator disponerer en separat bimåler på f.eks. en ladestander, batteri eller elbil, og i givet fald vil det forhindre, at en kunde uden denne ekstra måler kan lave aftaler med en uafhængig aggregator. Vi opfordrer til, at denne præmis beskrives indledningsvist. Herudover vil vi spørge til, om en kunde kan have flere uafhængige aggregatorer samtidigt?

Jævnfør bemærkningerne til forskrift I i høringsbrevet får netvirksomheder indsigt i kundernes supplerende stamdata ved brug af uafhængige aggregatorer. Disse oplysninger er vigtige for netvirksomhederne, dels fordi de uafhængige aggregatorer potentielt kan levere ydelser til netvirksomhederne, dels fordi leverancen af systemydelserne til Energinet, kan påvirke driften i distributionsnettet. Netvirksomhedernes behov kan dog være større end blot stamdata og det bør overvejes, om leverancerne af systemydelser også bør stilles til rådighed for netvirksomhederne, idet netvirksomhederne både kan have samme eller modsat-rettede behov.

Det fremgår ikke af materialet, at kundens leverandør og balanceansvarlige får en tilsvarende indsigt, hvilket synes at være en mangel, og vi opfordrer til, at oplysningerne også stilles til rådighed for disse aktører.

Specifikke kommentarer

Forskrift D1

I § 25 fastsættes i stk. 1, at de uafhængige aggregatorer skal hjemtage 15 min. måledata i perioden frem til 5. arbejdsdag kl. 21.00 efter driftsdøgnet, og i stk. 2 defineres, at den uafhængige aggregator skal fremsende de aktiverede energimængder senest på samme tidspunkt.

Jævnfør stk. 4 lukker datahubben for modtagelse af balancefikseringen, hvilket pt. er efter 13 kalenderdage, og forskriften behandler ikke, hvad der skal i periode fra 5. arbejdsdag til 13. kalenderdag. Men vi vil antage, at der menes, at den uafhængige aggregator har mulighed for at korrigere tidligere fremsendte mængder i denne periode, og i givet fald vil vi anbefale en tydeliggørelse.

I stk. 5. omtales nogle "absolutte" mængder, og det fremgår, at den uafhængige aggregator har pligt til at fremsende disse. Cerius-Radius kender ikke dette begreb, og vi vil anbefale, at begrebet defineres og beskrives i bilag 1 "Terminologi og definitioner".

Forskriften behandler ikke tildelingen af identifikationsnumre for de aktuelle child-målepunkter, og vi vil spørge til den bagvedliggende logik, idet aftagenumrene generelt bruges til identifikations- og kommunikationsnøgler mv. for alle kunder, og pt. tildeles de entydigt af netvirksomhederne for at sikre, at aftagenumre er og forbliver unikke. Og vi vil forvente, at der er brug for noget analogt stringens i denne sammenhæng.

I § 25 stk. 1 er der tilføjet, at netvirksomheden modtager en rykker, hvis den uafhængige aggregator overskrider den aktuelle tidsfrist.

For det første er netvirksomheder ikke ansvarlige for en uafhængig aggregators fremsendelse af måledata på bimålere, så der er intet rationale bag denne aktion, og vi antager, at der blot mangler en yderligere opdeling af teksten, så misforståelsen bliver rettet. Og for det andet fremgår det i § 26 stk. 3, at rykkerne til de uafhængige aggregatorer, foretages efter 5. arbejdsdag kl. 21.

Vi er dog undrende over hvordan energinet og datahubben kan rykke for måledata, og i givet fald forventer vi, at der rykkes for de tvungne 0-værdier eller "absolutte værdier", idet datahubben ikke har kendskab til, om der er foretaget aktivering på målepunktet.

Herudover vil vi anbefale, at det i §26 stk.3 punkt 3 tilføjes, at der rykkes for måledata indtil 13. kalenderdag, idet muligheden for fremsendelse af måledata slutter på dette tidspunkt, og endeligt bør det defineres, at hvis den uafhængige aggregator ikke har fremsendt måledata indenfor tidsfristen, vil datahubben/Energinet benytte 0-værdier for aktiverede mængder. Vi vil anbefale, at datahubben får en proces, som sikrer 0-værdier for både aktiverede mængder og for "absolutte" mængder på balancefikseringstidspunktet.

Forskrift H1

I §25 behandles målepunkter for uafhængige aggregatorer, og vi opfordrer til, at der foretages en konsekvensrettelse, så der kun omtales Child-målepunkter, så adskillelsen mellem netvirksomhedernes ansvarsområde for de primære målepunkter bliver skarpere.

I §25 st. 2 nævnes, at det er "tilladt" for uafhængige aggregatorer at oprette et child-målepunkt. Vi vil anbefale, at ordet "pligt" benyttes, da ordet "tilladt" indeholder en grad af valgfrihed.

I §26 stk. 2 og 3 nævnes, at den uafhængige aggregator modtager information, om kundens navn, juridiske adresse samt flytning, og den uafhængige pålægges at sikre overensstemmelse med egne oplysninger. Og desuden skal den uafhængige aggregator terminere child-målepunkterne, hvis aftaleforholdet ophører.

Forskrift D1 indeholder generelle muligheder for, at kunder kan lave tilflytninger med tilbagevirkende kraft og i givet fald vil det samtidigt resultere i fraflytninger, så når den uafhængige aggregator modtager information om en fraflytning, kan kunden allerede være flyttet, og de 5 kalenderdage brugt. Og i givet fald kan en aggregator ufrivilligt komme til at levere systemydelse fra en kunde, som der ikke er foretaget aftaler med?

Tilsvarende kan en ny kunde have en valgt en anden uafhængig aggregator, som burde have første-ret til at levere system-ydelserne. Er det muligt, at flere uafhængige aggregatorer kan oprette child-målepunkter under samme primære målepunkt?

Hvis det ikke er tiltænkt, at en kunde kan have flere uafhængige aggregatorer under samme primære målepunkt, bør dette fremgå direkte.

I §27 fastsættes, at den uafhængige aggregator skal nedlægge child-målepunkterne. Er det blevet overvejet, om datahubben blot nedlægger disse ved flytninger, så de uafhængige aggregatorer ikke behøver gøre noget specifikt? Og hvad sker der, hvis aggregatoren ikke reagerer som ønsket?

Forskrift I

I § 5 stk. 1 vil vi anbefale, at der er tale om child-målepunkter, så der skarpt skelnes mellem netvirksomhedernes målepunkter.

I §10 pkt. 6 nævnes, at den uafhængige aggregator er ansvarlig for at oplyse nærmeste netstation og vedligeholde denne stamdata-oplysning. For det første har den uafhængige aggregator ikke kendskab til, hvilken netstation, som kunden forsynes fra, idet denne viden tilhører netvirksomheden, og for det andet synes det ude af proportioner med dette detaljeringsniveau, hvis der blot skal leveres systemydelser.

I § 10 pkt.11 står, at den uafhængige aggregator er ansvarlig for "Parent målepunkts ID". Vi forstår ikke dette krav, da childmålepunkterne jo netop oprettes i en parent-child struktur, hvor netvirksomhederne er ansvarlige for parent ID'et.

Cerius-Radius står naturligvis til rådighed for en uddybning af ovenstående.

Venlig hilsen

Søren Holme
Chief Business Developer

3033 7292
sorho@radiuselnet.dk

detailmarkedsudvikling

Fra: Mads Kierulff <mki@clever.dk>
Sendt: 18. august 2023 10:02
Til: detailmarkedsudvikling
Cc: Myndighed
Emne: Høringssvar ang. uafhængige aggregatorer fra Clever

AppServerName: esdh.si.energinet.local
ArchiveStatusCode: 3
DocumentID: 20/02089-50
DocumentIsArchived: -1

Vær opmærksom på afsender, links og filer.

Hej

Den eneste kommentar vi har til oplægget er ang. stamdata i "FORSKRIFT I". I §10 er der lagt op til at den uafhængige aggregator bl.a. skal angive "Nærmeste station". Os bekendt er dette ikke en oplysning der kan findes i et offentligt tilgængeligt register. Dette vil kræve kontakt til det lokale netselskab. Yderligere vil det kunne argumenteres at denne information er redundant da parent måleren allerede har denne stamdata tilknyttet og at child måleren aldrig vil kunne have en anden "nærmeste station" end parent måleren.

Med venlig hilsen

Mads Kierulff
CAO

M+45 26 32 64 91
T +45 82 30 30 30
mki@clever.dk

Clever

Clever A/S | Støberigade 14, 3. sal | DK-2450 København SV

clever.dk | clever.dk/app | [Nyhedsbrev](#) | [Datapolitik](#)

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia

Den 17. august 2023

Dansk Erhvervs høringssvar vedr. forslag til ændring af forskrift D1, C2, H1 og I ifm. implementering af uafhængige aggregatorer

Dansk Erhverv vurderer, at der er stor usikkerhed forbundet med det fremlagte forslag til implementering af uafhængige aggregatorer.

Forslaget er kendetegnet ved en manglende stillingtagen til den regning, der ender hos elhandler og den balanceansvarlige part som følge af pludselige ændringer i elkundens forbrugsmønster, som afviger fra det, der day-ahead er købt ind på elmarkedet til at dække. Det bør belyses nærmere, om elhandlere ender med en utilsigtet regning, da der derved kan opstå en u hensigtsmæssig konkurrenceforvridning, hvor elhandlere med tilknyttede aggregatorvirksomheder kan benytte dette greb som en måde at påføre konkurrenter omkostninger. Dansk Erhverv vil derfor opfordre Energinet til at gennemføre grundige tests af de foreslåede uafhængige aggregatorer, og deres indvirkning på elmarkedet før, at aggregatorerne endeligt implementeres.

Dansk Erhverv opfordrer ligeledes Energinet til at udfolde eksemplerne i vejledningen, så der også sættes fokus på konsekvenser på forbrugersiden.

Dansk Erhverv står naturligvis til rådighed, såfremt høringssvaret giver anledning til spørgsmål eller behov for afklaring.

Med venlig hilsen,

Esben Thietje Mortensen
Fagchef for Energi, Dansk Erhverv

Energinet
Att.: Karsten Feddersen
Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia

Dok. ansvarlig: AUB
Sekretær:
Sagsnr.: s2023-784
Doknr: d2023-25056-7.0
10-08-2023

Høringsvar til Energinets høring om forskrifts ændringer D1, H1, I og C2, samt vejledning til rollen som uafhængig aggregator

1. Generelle bemærkninger

Green Power Denmark takker for muligheden for at kunne give kommentarer til Energinets høring vedr. udkast til ændringer i forskrifterne D1, H1, I, C2 og vejledning med henblik på implementering af den nye rolle uafhængige aggregatorer. Høringen og tiltaget er positivt i den forstand, at det følger den udvikling vi ser på området i en EU-kontekst. Det skal dog allerede indledningsvist understreges at en dansk udvikling og model bør være harmoniseret med EU og ikke blot implementeres samtidig med andre EU-landes modeller for aggregatorer. Modellen der indføres i Danmark, bør derfor allerede fra start have indlagt planlagte revisioner/revideringer.

Green Power Denmark er generelt positive overfor tiltag der skal frigøre mere fleksibilitet i elsystemet og ser uafhængige aggregatorer som et middel til at nå den målsætning. Men vi er også grundlæggende bekymrede for de øgede ubalancer som modellen vil medføre i elsystemet, og om modellen i tilstrækkelig grad holder de øvrige balanceansvarlige økonomisk skadefri ved introduktionen af uafhængige aggregatorer. Nedenfor fremgår først en række bemærkninger til selve korrektions- og kompensationsmodellen, der fremgår af "Vejledning til rollen som uafhængig aggregator". Dernæst findes tekstmære kommentarer til ændringsforslagene til forskrifterne D1, H1, I og C2.

2. Bemærkninger til korrektions- og kompensationsmodellen ved uafhængige aggregatorer

Introduktionen af uafhængige aggregatorer på systemydelsesmarkedet for energirige ydelser kræver omtanke. Vi har i dag et velfungerende systemydelsesmarked hvor de balanceansvarlige hjælper til at balancere systemet og hvor ubalancer forsøgs undgået med pålidelige prognoser for forbrug og produktion. Det er derfor vigtigt, at introduktionen af uafhængige aggregatorer ikke påvirker de øvrige aktører negativt, men at de derimod understøtter de strukturer der er fundamentet i et velfungerende systemydelsesmarked i dag.

Aktørerne har for nuværende direkte ansvar for de ubalancer de måtte være skyld i og afregnes herefter. Uafhængige aggregatorer har per definition ikke balanceansvar, men påvirker de balanceansvarliges ubalancer via deres bud og ageren på systemydelsesmarkedet. Introduktionen af en ny type aktør i det danske elsystem vil naturligt medføre en vis usikkerhed for de eksisterende aktører. Især når denne aktør ikke har balanceansvar. Det er her vigtigt at arbejde for at reducere denne usikkerhed frem mod implementeringen af uafhængige aggregatorer i Danmark

Korrektion- og kompensationsmodellen skal holde de balanceansvarlige økonomisk skadefri, samtidig med at de uafhængige aggregatorer hjælper til at forløse yderligere fleksibilitet i systemet. Green Power Denmark forstår korrektions- og kompensationsmodellen som følge af artikel 5 i forordning (EU) 2019/943 §13 stk. 2, som beskriver at *"En uafhængig aggregatorvirksomhed kan pålægges det økonomiske ansvar for ubalancer, der opstår som følge af, at det regulerbare forbrug eller den regulerbare produktion aktiveres af aggregatorvirksomheden"*. Som nævnt er Green Power Denmark bekymrede for om modellen holder uafhængige aggregatorer ansvarlig for alle de ubalancer de måtte medføre og dermed holde øvrige balanceansvarlige økonomisk skadefri. Vi vil nedenfor gennemgå en række forhold modellen bør forholde sig til.

2.1 Store enheder

Selvom potentialet er stort, er der fortsat meget begrænset erfaring i Danmark med brugen af aggregatorer og des påvirkning på systemniveau. Hensigten med de ændrede forskrifter og vejledning er at introducere nyt elforbrug i f.eks. husholdninger til systemydelsesmarkedet. I eksemplerne nævnes f.eks. elbilsere med en aftale med en uafhængig aggregator. Dog nævnes det ikke i høringsmaterialet, at der er en grænse for hvor store enheder en uafhængig aggregator får mulighed for at kontrollere. I princippet kan en uafhængig aggregator indgå aftale med store produktionsenheder, som f.eks. vindmølleparker, allerede fra start. Hvis modellen ikke fungerer optimalt fra start, så kan det få meget store negative konsekvenser for de balanceansvarlige i systemet, hvis en uafhængig aggregator har ageret fejlagtigt med større enheder i systemet.

Green Power Denmark foreslår derfor, at uafhængige aggregatorer skal introduceres gradvist og startende med en testperiode hvor Energinet herefter evaluere modellen med henblik på at undersøge om den er lykkes med at holde de øvrige balanceansvarlige økonomisk skadefri med. De uafhængige aggregatorer bør under denne testperiode begrænses til at styre målepunkter på husstands niveau. Disse ting bevirker, at vi får klarhed om modellen fungerer i praksis, samt mindsker risikoen for store negative konsekvenser for de balanceansvarlige hvis modellen ikke fungerer hensigtsmæssigt.

2.2 Prognoser for produktion/forbrug

I dag skal balanceansvarlige indrapportere forventet produktion/forbrug for de enheder de er ansvarlige for. Jf. høringsmaterialet vil den balanceansvarlige efter 5 dage kunne få indsigt i om der har været aktiveret energi fra en uafhængig aggregator på en enhed vedkommende er balanceansvarlig for. De balanceansvarlige bruger i dag betragtelige ressourcer på at modellere pålidelige prognoser for deres produktion/forbrug, mens introduktionen af en uafhængig aggregator bringer usikkerhed om hvordan forbruget/produktionen reelt er i driftstimen. Det gør det svære for de balanceansvarlige at lave de prognoser, som er en forudsætning for at vi undgår for store ubalancer i systemet.

Green Power Denmark foreslår derfor at de balanceansvarlige, der får aktiveret produktion/forbrug af en uafhængig aggregator, gives information om aktiveringen før de beskrevne 5 dage og helst i realtid. Det giver den balanceansvarlige bedre mulighed for at beregne de prognoser, der er fundamentale for at undgå ubalancer i systemet. Uafhængigheden i aggregator rollen betyder, at øvrige aktører ikke skal have viden om

dens aftaler med slutbrugere, bud i markedet eller intenderede adfærd, men så snart den uafhængige aggregator får sit bud aktiveret bør det også være gennemsigtigt for de balanceansvarlige, at der sker en korrektion og deres aktiviteter påvirkes.

Faktisk er det en vital information for både netvirksomheder, leverandører og balanceansvarlige om et målepunkt har en uafhængig aggregator tilknyttet og tilsvarende bør parterne have mulighed for at se aktiverede mængder på målepunktsniveau og ikke kun på aggregerede niveauer. Herved får leverandører/balancesansvarlige mulighed for fortsat at have et indblik i kundens reelle forbrugs- og produktionsmønster, samt til at stille kritiske spørgsmål til Energinet, hvis "kompensationen" er mangelfuld.

2.3 Konsekvensen af ukorrekt data

Den uafhængige aggregator påvirker per definition andre balanceansvarlige, som videre er afhængig af, at den uafhængige aggregator indrapportere korrekt i datahubben ift. leveret energi. Hvis der er en uoverensstemmelse mellem det accepterede bud og den aggregerede indrapporterede energimængde vil det føre til yderligere ubalancer, som systemet skal korrigere for. I dag skal aktørerne på systemydelsesmarkedet for energirige produkter både forholde sig til risikoen for en ubalanceafregning, men også risikoen for diskvalificering for deltagelse i markedet. Den uafhængige aggregator risikerer blot udelukkelse fra markedet ved f.eks. gentagne fejlagtig indrapporteret data. I høringsmaterialet beskrives det, at der vil blive udført stikprøvekontrol med den uafhængige aggregators indrapporterede data.

Green Power Denmark opfordrer til, at Energinet udfører en tilstrækkelig kontrol med de nye aktørers indrapporteringer da fejlagtig information kan lede til økonomisk skade for de øvrige balanceansvarlige, som rækker ud over den forslåede stikprøvekontrol. Principielt må det følge, at et formindsket ansvar i markedet fører til et øget behov for kontrol med data.

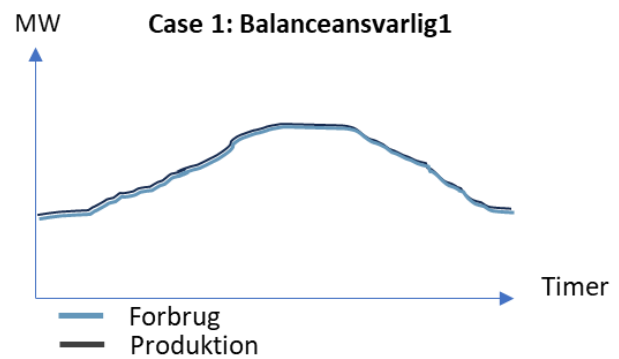
2.4 Indhentningseffekter

Når man diskuterer forbrugsfleksibilitet, tales der ofte om forskudt forbrug eller behovet for indhentning. Hvis man afstår fra f.eks. at tænde vaskemaskinen under kogespidsen, så er der stadig et behov for at vaske tøj, som så udsættes til senere om natten. Hvis en uafhængig aggregator leverer et bud i systemydelsesmarkedet, der er en aggregering af fleksibelt forbrug hvor forbrugere f.eks. afstår fra at oplade elbiler, så er der risiko for indhentningseffekter. Udfordringen består i, at korrektions- og kompensationsmodellen forholder sig til at kompensere den balanceansvarlige for de timer den uafhængige aggregator er blevet aktiveret. Hvis den aktiverede forbrugsnedsættelse er forbrug der på et senere tidspunkt vil blive indhentet, så har den balanceansvarlige ringe mulighed for at forudsige det og indrapportere det korrekt forinden den uafhængige aggregator aktiverede energien. Det kan føre til, at den uafhængige aggregator udløser ubalancer for de balanceansvarlige, som kompensationsmodellen ikke forholder sig til. Case eksemplet nedenfor illustrerer denne pointe.

Case 1: Balanceansvarlig uden indblanding fra aggregator

Balanceansvarlig 1 har gode prognoseværktøjer og kan forudsige forbruget og produktionen i deres portefølje. Balanceansvarlig 1 benytter DA og ID-markedet til at sælge deres produktion, og købe energi til at dække forbruget, og ender derfor i balance.

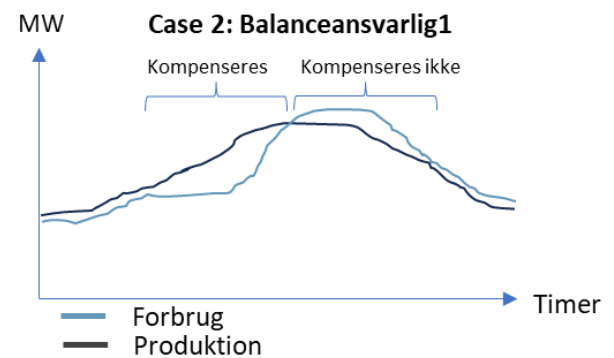
Balanceansvarlig 2 er knap så god til at forudsige forbruget og produktionen i deres portefølje. Balanceansvarlig 2 ender derfor i time 10-14 med at have en ubalance på 200MW. Balanceansvarlig 2 afregnes for ubalancen til ubalancenprisen.



Case 2: Balanceansvarlig med aktivering via aggregator

Balanceansvarlig 1 har (i udgangspunktet) ingen ubalance. Balanceansvarlig 2 får i time 10-14 en ubalance på 200MW. En aggregator tilknyttet balanceansvarlig 1 aktiverer i balancemarkedet 200MW nedregulering som følge af balanceansvarlig 2's ubalance.

Balanceansvarlig 2 afregnes for ubalancen til ubalancenprisen. Balanceansvarlig 1 kompenseres for de ubalancer aggregatoren har skabt i time 10-14, men som følge af forskudt forbrug, så har balanceansvarlig 1 nu ubalancer på 200MW i time 15-19, og i disse timer afregnes balanceansvarlig 1 til ubalancenprisen og kompenseres ikke herfor.



Jævnfør eksempel foreslår Green Power Denmark derfor, at Energinet udarbejder en kompensationsmodel, der forholder sig til indhentningseffekter ved aktivering af forbrug til både op- og nedregulering. Vi forstår at dette kan afstedkomme en vanskelig estimering af en baseline for forbrug/produktion, som repræsenterer det kontrafaktiske scenarie hvor den uafhængige aggregator ikke blev aktiveret. Oveni skal en samlet model stadig holde den balanceansvarlige, der har meldt forbrug/produktion ind på forhånd, ansvarlig for de ubalancer fejlslagne prognoser kan føre til.

Det er bestemt ikke en nem opgave, men den forslåede model har ved at undgå at forholde sig til en baseline og alene til aktiveringen, ikke forholdt sig til potentielle indhentningseffekter, som kan have konsekvenser for de balanceansvarlige. Og dermed kan modellen ikke siges at holde de sidstnævnte økonomisk skadefri. Hvis der skal udløses den mængde fleksibilitet som Energistyrelsen forudsætter i deres fremskrivninger, så kan indhentningseffekter være af en meget betydelig størrelse om kort tid. Det er derfor vigtigt at modellen på forhånd forholder sig konsekvenserne af indhentningseffekter.

2.5 Økonomiske konsekvenser ved øget ubalancer rammer alle

Uafhængig aggregator introducerer som beskrevet ovenfor en væsentlig usikkerhed i prognoserne for fremtidigt forbrug. Dette er både grundet manglende sikkerhed for at den uafhængige aggregator faktisk aktiverer det der er indmeldt i markedet, indhentningseffekten, og det meget væsentlige faktum at der ikke er en begrænsning på størrelsen af de enheder der kan bydes ind i systemydelsesmarkedet.

Energinet skal holde sig for øje, at de balanceansvarliges ubalancer ikke blot er en usikkerhed og et potentielt fald i indtjening hos de balanceansvarlige. Alt efter om elleverandøren har en "variable balancing"- eller

”fixed balancing”-aftale med deres balanceansvarlige, så ligger risikoen også på elleverandøren. Hvis elleverandøren har en ”fixed balancing”-aftale med deres balanceansvarlige så afregnes elleverandøren direkte for de ubalancer som de er skyld i (altså forskel mellem det prognosticerede og den faktiske forbrug/produktion). Elleverandøren skal selvfølgelig have sine udgifter hertil dækket, og det sker via en øget slutbruger betaling.

At introducere uafhængige aggregator i elmarkedet uden at de balanceansvarlige har viden om den faktisk aktiverede volumen, og uden at sikre tilstrækkelig kompensation til de balanceansvarlige vil altså ramme alle danskere i form af øget elregning.

2.6 Inddragelse af de balanceansvarlige

Green Power opfordrer til at de balanceansvarlige også inddrages tæt i udformningen af krav til dataudveksling mellem den balanceansvarlige og aggregatoren sådan som det er blevet gjort i Belgien og Sverige, samt at de balanceansvarlige inddrages i yderligere udvikling af kompensationsmodellen således at der tages højde for sekundære effekter og risici for øget ubalancer som følge af aggregators ageren i markedet.

3. Bemærkninger til ændringsforslag i forskrifter

Generelt i forskriftsudkastene skrives der om uafhængige aggregators målepunkter. Imidlertid er der altid tale om child-målepunkter, når der er tale om uafhængige aggregatorer. For ikke at skabe usikkerhed omkring den skelnen der skal være mellem netselskabers målepunkter i elmarkedet for hvilke der er et elleverandørforhold, et balanceansvar og en almindelig elmarkedsafregning anbefales det at ændre i forskriftsudkastenes sprogbrug således at hver gang uafhængige aggregators child-målepunkter omtales, da omtales de og kaldes de netop: Child-målepunkter. Nedenfor gennemgås specifikke bemærkninger til ændringsforslagene i forskrifterne.

3.1 Bemærkninger til forskrift D1:

§ 25 i høringsudkastet lyder at den uafhængige aggregator skal hjemtage 15 minutters værdier på samtlige egne målepunkter. Imidlertid er child-målepunkterne for op- og nedregulering ikke reelle målepunkter fra hvilke der kan hjemtages data. I stedet er der tale om kunstige ”målepunkter” for hvilke aggregatoren indsender data for hvad aggregatoren mener at have aktiveret.

Sprogbrugen i forskriften bør justeres så det står mere klart hvad aggregatoren reelt indberetter. Lige nu fremstår det således og som om at aggregatorens aktivering kan måles og at dette har et eksakt præg over sig.

For det child-målepunkt som vedrører enhedens forbrug eller produktion i almindelig forstand indføres et nyt begreb: Absolut forbrug og produktion. Dette er ikke et begreb som benyttes for elnetskabers mange målinger af forbrug eller produktion. Hvis et sådant begreb skal indføres, bør det defineres.

I §26 bør det stå at aggregator rykkes for manglende indsendelser for sine child-målepunkter.

3.2 Bemærkninger til forskrift H1:

§26 indeholder bestemmelser om flytning hvilket rejser spørgsmålet om forskrifterne generelt er gennemtjekket for de tidsmæssige overlap omkring flytninger med tilbagevirkende kraft mv. som kan ske i

elmarkedet. Altså kan aggregatorer komme til at aktive på kunder der er flyttet og altså på kunder der ikke er aftale med?

Ligeledes bør regelsættet være klart mht. om kunder på samme målested kan have mere end én aggregator.

3.3 Bemærkninger til forskrift I:

I §10 bedes den uafhængige aggregator oplyse vedr. netstation. Dette bør udgå da aggregatorer ikke har denne viden. I samme paragraf fremgår at aggregator har ansvar for Parent målepunkt ID. Dette bør udgå da netselskabet har dette ansvar.

Med venlig hilsen

August Bech
aub@greenpowerdenmark.dk
Dir. tlf. +45 22 75 04 91

Energinet
Att.: detailmarkedsudvikling@energinet.dk
myndighed@energinet.dk
Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia

Dok. ansvarlig: HJV
Sekretær:
Sagsnr: s2023-085
Doknr: d2023-24540-9.0
17-08-2023

Intelligent Energis kommentarer til Energinets forslag til implementering af uafhængige aggregatorer

Intelligent Energi takker for muligheden for at kommentere på Energinets forslag til implementering af den uafhængige aggregator gennem udbygning af en række Forskrifter.

Fsva. de behov for begrebsafklaring, som netselskaberne har påpeget om child målepunkt mm. i formuleringerne i forskrifterne D1, H1 og I, henviser iEnergi til Green Power Denmark's hørings svar.

Forslag til implementering af den uafhængige aggregator er en kompleks opgave, hvor det er vigtigt at holde EU-opdraget for øje om aktivering af den ikke-aktive kunde gennem bedre rammer for aggregatorer. Det er således en bunden opgave, hvor der skal findes en administrativ enkel og fair løsning, således at aktører med aktiver, der kan levere en fleksibilitetsydelse, kan tilgå markedet uden unødige barrierer og samtidig ikke gennem nyudviklede forretningsmodeller sender regningen videre til andre markedsaktører.

Overordnet set er iEnergi positiv over for det udformede forslag, som søger at finde en fornuftig balance mellem noget komplekst regneteknisk og noget der skal være tilpas teknisk og kommunikativt enkelt. Vi finder det vigtigt at opstille formålet for og monitorere forslagets evne til i den videre implementering at levere på dette formål, nemlig at få aktiveret fleksibiliteten i nye aktiver, der er i stand til med i dag ikke levere den fleksibilitet, som i stigende grad bliver nødvendig for at holde balance i energisystemet. Med dette formål for øje har vi nedenstående spørgsmål og kommentarer:

- 1) *Baseline og bedre markedsadgang:* Aggregatorer modtager betaling for leverede kWh's fleksibilitet uden at holde dette op mod, hvad forbruget eller produktionen alternativt ville have været. Det undgås herved at lade udfordringen omkring opstilling af en baseline stille hindringer i vejen, idet det er forståelsen, at de gældende prækvalificeringskrav sikrer, at der leveres en ydelse. Det er imidlertid uklart, hvilken måling der ligger til grund for den leverede kWh-fleksibilitet? Det er forståelsen, at dette kan være hovedmålingen af forbruget på forbrugs- eller produktionsaktivet?

På den ene side befinder vi os i et begyndende marked for fleksibilitetsydelse fra ”nye aktiver”. Forslaget skal således styrke aktivering af ofte mindre aktiver baseret på el-drevet forbrug og decentral VE-produktion, som i dag af den ene eller den anden grund ikke aktiveres.

Men simpliciteten vækker bekymring, ift. det incitament man kan give til aktiver om at fravælge den direkte kobling til balanceansvarlige, produktion eller forbrug der i dag er aktive i markedet. Spørgsmålet er, om der i set-uppet gives incitament til at skifte til forretningsmodeller med en uafhængige aggregator, hvis det opleves, at kontrollen og konsekvenser af fejloplysninger ikke er lige så afskrækkende som i det nuværende energimarked?

Vi har et velfungerende elmarked i dag, hvor aktivering af bud fra større produktions- og forbrugsenheder har gode rammer, der holder ubalancer i ave. Men det kan blive bedre både for disse aktiver og nye aktiver. Implementeringen af den uafhængige aggregator skal styrke markedets funktion, ved at bringe nye og billigere aktiver i spil i fleksibilitetsmarkedet. Ikke ved at fremme en trafik mellem forretningsmodeller.

De store kunder både på produktions og forbrugssiden var og er professionelle og har som udgangspunkt ikke behov for nemmere adgang til elmarkedet uden om den balanceansvarlige, de har så at sige markedskraften og ekspertisen. Men der vil også blandt større produktionsanlæg være nogle, der kan blive aktive i modsætning til i dag.

På denne baggrund opfordrer iEnergi til, at der i forslaget om den uafhængige aggregator tages afsæt i det, der var den oprindelige intention i EU Elmarkedsdesign direktivet. Nemlig at styrke den aktive kundes muligheder i elmarkedet gennem involvering af aggregatorer. Succeskriteriet skal være, at der kommer nye aktiver ind i markedet gennem den uafhængige aggregator.

Vi anbefaler derfor, at modellen monitoreres ift. dens evne til at aktivere de markedssegmenter, som det oprindeligt var intentionen skulle have lavere barrierer for markedsadgang.

Vi foreslår derfor følgende tilpasning i de berørte markedsforskrifter:

- Styrk overvågningen i startfasen, således at der differentieres mellem graden af overvågning i en opstart og i videreudviklingen, hvor stikprøvekontrol kan være tilstrækkelig
- Tillad en tilpasningsperiode for balanceansvarlige med porteføljer af aktiver, der har valgt at kontrahere med en uafhængig aggregator, så de kan tilpasse sig den nye situation ift. den forecasting af adfærd, den nye model indebærer, og ikke risikere ekstraordinær ubalanceafregning som følge heraf
- Faciliter gennem starthjælp oprettelsen af de nye aktiver og deres child målepunkter, når aktivet oprettes første gang i datahubben. Hvis kW-effekten er lille, er der i særlig grad tale om en administrativ tung portefølje af enheder (fx elbiler, varmepumper og bygninger). Det er uklart hvor meget af den administrative byrder, der skal gøres for det enkelte kunde-aktiv, hvis der

skiftes aggregator. Men både kunde, fleksibilitetsudbyder og samfundsøkonomi har interesse i at minimere og kompensere for det administrative besvære, hvis vi vil have billigere fleksibilitetsydelser særligt fra mindre kunder i spil.

- Det er som nævnt vigtigt at monitorere et succeskriterie, der efter vores opfattelse bør være, at de nye rammer kan give incitament til aktivering af nye forbrugsaktiver kombineret med decentral produktion. Det administrative besvær er svært at undgå, når en ubalanceregning ikke skal sendes videre til den balanceansvarlige. Men det vil være muligt at kompensere for det administrative besvær.
- Overvåg udviklingen i aktiveringerne og være klar til at justere forskrifterne, hvis der utilsigtet blot overføres en ubalanceregning til tidspunkter i "en rebound-periode" før og efter aktiveringsperioden.

2) *Rebound-effekt*: Forbrugsaktiverne vil oftest øge forbruget på andre tidspunkter (elbilen skal før-eller-siden oplades, huset før eller siden opvarmes osv.). Så der må alt andet lige være en potentiel forbrugsforskydningseffekt af aggregators handling. Hvorvidt denne udløser en ubalance, er usikkert. Men markedet bør gradvist kunne indarbejde den nye adfærd i sine forecasts. Det er forståelsen, at Energinets holdning er den, at den uafhængige aggregator alene gennem sine ydelser løser en ubalance, som tidligere i markedets balancering er skabt pga. "fejlforkast, nedbrud mm.". Det ville være ideelt, men en handling, der løser den ene ubalance, kan så vidt vi kan se skabe nye på andre tider gennem forbrugsforskydning.

3) *Måden at opgøre betaling til aggregator for fleksibilitetsleverancen*: Forslaget om, at den leverede betaling for leverancen af fleksible kWh opgøres som antallet af kWh gange med differencen mellem spotprisen, og det som den balanceansvarlige er kompenseret for nemlig "balancekraft-prisen", synes korrekt og intuitivt forståeligt.

Som drøftelsen under webinarerne vidnede om, er der imidlertid andre opfattelser heraf, og derfor vil det være formålstjenligt, at det i en opstartsfasen efterprøves og påvises, om det forholder sig således, ved at tilbyde kritikerne af den foreslåede model at dokumentere, hvis modellen giver anledning til et systematisk underskud, der utvetydigt kan henføres til måden, betaling opgøres på. Vi opfordrer derfor til, at man er åben overfor at genoverveje modellen.

Opmærksomheden henledes endvidere på, at der pågår et implementeringsarbejde i det nordiske elmarked afledt af de europæiske TSOers arbejde med systemydelsesmarkederne (MARI og PICASSO), dette vil øge kompleksiteten i ubalanceberegningerne, jf. de af Energinet skitserede modeller. Hermed er det fornemmelsen, at den økonomiske usikkerhed ift. den uafhængige aggregators ageren øges. Noget som bør have i mente ved implementering af den uafhængige aggregator.

4) *Ingen penge strømme mellem aggregator og balanceansvarlige*: Det er forståelsen bl.a. skitseret i vejledningen, at aggregator modtager betaling for fleksibilitetsydelsen (modregnet evt. ubalanceafregning) fra Energinet og de balanceansvarlige (og deres tilknyttede elhandlere) modtager kompensation fra Energinet for en evt.

ubalanceregning. Men aggregator skal ikke betale til elhandelsvirksomheden med det opstillede forslag. Dette er en fornuftig implementering af §15, bkg. nr. 2250 af 29. dec. 2020.

Vi står gerne til rådighed for yderligere drøftelse af forslaget.

Med venlig hilsen

A handwritten signature in black ink, reading "Helle Juhler-Verdoner". The signature is fluid and cursive, with the first letters of each name being capitalized and prominent.

Helle Juhler-Verdoner
Branchechef
Intelligent Energi
hvj@greenpowerdenmark.dk

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
1577 København V



Att. Karsten Feddersen

HØRRINGSSVAR TIL HØRING AF ÆNDRINGER I FORSKRIFT D1, FORSKRIFT H1, FORSKRIFT I OG FORSKRIFT C2 (den uafhængige aggregator)

Jysk Energi takker for muligheden for at afgive høringssvar.

Der lægges med forslaget op til at den uafhængige aggregator vil kunne levere systemydelse med et energiindhold, uden at være elleverandør eller balanceansvarlig.

Dette vil have betydning for elleverandørernes balanceomkostninger. I udkastet har Energinet lagt op til at elleverandørerne og de balanceansvarlige skal kompenseres for den direkte balanceomkostning der kommer fra aktiveringen.

Men i udkastet er der ikke lagt op til, at elleverandørerne og de balanceansvarlige bliver kompenseret for omkostninger forbundet med evt. rebound effekter. Dette synes vi er direkte problematisk, da disse omkostninger efter vores vurdering kan blive betydelige, i takt med den grønne omstillings eksplosive udvikling i opstillet VE i Danmark, og de heraf afledte effekter på både spotprisdannelse, intradagpriser, systemydelsespriser og sidst men ikke mindst balancepriser.

I 2023 har såvel DK1 som DK2 oplevet mange timer med priser vi tidligere vil have betragtet som 20 års hændelser. Dette underbygger fra vores perspektiv, risikoen for markant stigende omkostninger fra rebound effekter.

Desuden er der i udkastet lagt op til, at elleverandørerne og de balanceansvarlige ikke må vide hvilke målepunkter de er leverandør til, som er tilknyttet en uafhængig aggregator. Dette finder vi meget problematisk, da vi derved ikke har mulighed for at identificere hvilke målepunkter, som påfører os denne øgede risiko. Adgangen til disse oplysninger ønsker vi på ingen måde at misbruge, men det vil give os mulighed for at pålægge en tilsvarende og rimelig omkostning på disse kunder. Ved at give os adgang til oplysninger via datahubben, bliver løsningen for os omkostningseffektiv.

Vi ønsker derfor at udkastet ændres, så der tages højde for evt. reboundomkostninger for os som elleverandør, og desuden ønsker vi adgang til i datahubben via stamdataoplysninger, at kunne se hvilke af

18. august 2023

Jysk Energi A/S
Skivevej 120
7500 Holstebro
CVR-nr 21 10 58 48

Tlf. 96 10 66 77

salg@jyskenergi.dk
www.jyskenergi.dk

vores aktive målepunkter der er tilknyttet en uafhængig aggregator, jf. ovenstående argumentation.

Vi ser frem til at der bliver taget højde for vores betragtninger.

Med venlig hilsen

Thomas Bloch Christensen

Senior konsulent, Jysk Energi A/S



18. august 2023

Jysk Energi A/S
Skivevej 120
7500 Holstebro
CVR-nr 21 10 58 48

Tlf. 96 10 66 77

salg@jyskenergi.dk
www.jyskenergi.dk

18. august 2023

Energinet

Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia

Sendt til detailmarkedsudvikling@energinet.dk

Kopi sendt til myndighed@energinet.dk

Høring - ændring af forskrift D1, C2, H1 og I ifm. implementering af uafhængige aggregatorer

Norlys Energi A/S vil gerne takke for muligheden for at afgive høringsvar til forslaget om ændring af markedsforskrift D1, C2, H1 og I i forbindelse med implementeringen af uafhængige aggregatorer.

Vi fremlægger hermed en række bekymringspunkter, idet implementeringen af de uafhængige aggregatorer kan skabe u hensigtsmæssige konsekvenser for elhandlerne.

Prisen betales af elhandler eller balanceansvarlig

Systemydelse retter op på en ubalance og øger dermed balancen i energisystemet som helhed, hvilket er i Energinets interesse. Ikke desto mindre opstår der en uventet ubalance for elhandleren, der day-ahead har købt ind til at dække den forventede forbrugsprofil fra kunden. Elhandleren ender med regningen for at rette op på den pludselige ubalance og afregne til spotpris. Og da aggregatorvirksomheden er uafhængig, har elhandleren ingen chance for på forhånd at kende den produktionsprofil, elkunden har meldt ind til aggregatoren. Heri ligger information om hvor store mængder og hvornår elkunden stiller fleksibelt forbrug til rådighed for systemydelse. Den information er afgørende for, at elleverandøren og den balanceansvarlige kan tage bestik af risikoen og have backup-systemer parat og dermed minimere risikoen for egen ubalance.

Informationsdeling kan afbøde problemet

Som et alternativ til uafhængigheden bør der i stedet stilles krav om obligatorisk deling af information om indmeldt produktionsprofil mellem aggregatorvirksomhed og elleverandør samt balanceansvarlig.

En del af problemet vil blive løst, hvis der er åben informationsdeling om, at en kunde har en uafhængig aggregator, og hvilken produktionsprofil, der er meldt ind til dem. Selvom elhandlerne ikke som udgangspunkt har adgang til child-målepunkterne, vil man ud fra hovedmålingen let kunne afkode, om en kunde har leveret systemydelse på de tidspunkter, hvor disse er efterspurgt i markedet af Energinet. Dermed afsløres det, at en kunde har en uafhængig aggregator. Elhandlerne kan alternativt allerede her og nu indskrive i kontrakter med kunder, at elselskabet skal oplyses om den pågældende produktionsprofil, hvis kunden indgår samarbejde med en uafhængig aggregator. Endelig har elhandlere, der selv har en aggregatorvirksomhed tilknyttet, alle muligheder for at kontakte sine kunder med tilbud om at benytte denne "afhængige" aggregatorvirksomhed.

Vi er derfor uforstående over for den risiko for uønsket markedsføring, som Energinet bruger som begrundelse for ikke at ville tillade deling af information om den tilknyttede uafhængige aggregator med elleverandøren. Og vi mener ikke, at hensynet opvejer de fordele, der vil kunne opnås ved at give elleverandøren den nødvendige information for at kunne tage sine forholdsregler over for risikoen for ændret forbrugsprofil hos den fleksible kunde.

Løsningen kan skabe u hensigtsmæssig konkurrenceforvridning:

Alternativt er der risiko for, at der kan opstå en konkurrenceforvridning. Elhandlere med en tilknyttet aggregatorvirksomhed vil have mulighed for målrettet at opsøge andre selskabers kunder, blive uafhængig aggregator for disse kunder, og dermed stille konkurrerende elselskaber dårligere, da konkurrenterne vil ende med regningen for den uventede ubalance, man skaber som uafhængig aggregator uden balanceansvar. Dermed opstår en barriere for de mindre elleverandører på markedet, som ikke selv har ressourcer til at have en aggregatorvirksomhed tilknyttet, da mere ressourcestærke konkurrenter tilknyttet en aggregatorvirksomhed har mulighed for at påføre den lille elhandler regningen for den pludselige afvigelse i elkundens forbrugsmønster. Det bliver en barriere for de mindre elleverandører, der ikke har muskler til at have en aggregator tilknyttet.

Løsningen er unødvendig

Med forslaget forsøger Energinet at løse et problem, som markedet allerede er stærkt i færd med at løse gennem "afhængige" aggregatorer med balanceansvar. Mange energitunge virksomheder har allerede fokus på samt løsninger til at kunne levere systemydelse gennem en aggregator. De aggregatorløsninger, der er på vej i dag, rummer imidlertid ikke samme udfordringer for elhandler og balanceansvarlig, fordi balanceansvaret følger med. Dermed har aggregatorvirksomheden med de nugældende regler pligt til at dele information med balanceansvarlige, og sådan bør det forblive. Så Energinets løsning, der ventes klar i 2025, søger alt i alt at løse et problem, der til den tid formentlig allerede vil være løst i markedet, hvorfor implementeringen af de uafhængige aggregatorvirksomheder uden balanceansvar synes unødvendig.

Endelig opfordres Energinet til at udbygge vejledningen, så denne også udfolder eksempler, der medtager forbrugssiden, da det kun er effekterne i produktionen, der pt. er i fokus.

Med venlig hilsen

Sophia Thyge Holmberg
Compliance Manager ved Norlys Energi A/S

Sent by e-mail to

detailmarkedsudvikling@energinet.dk,

myndighed@energinet.dk

August 18, 2023

Reply to til Energinet Høringsbrev - uafhængige aggregatorer

Energinet has issued proposed changes and additions in 4 regulations; Forskrift D1 – Afregningsmåling, Forskrift H1 – Skift af el-leverandør, Forskrift I – Stamdata og Forskrift C2 – Balancemarked og balanceafregning, in public hearing.

Sympower is as an Independent Aggregator with a significant footprint in Europe and the Nordics, and with a clear ambition to extend the presence to all Nordic countries, pleased to respond to this hearing.

In general, we are in agree with the proposed changes additions to enable the participation of independent aggregators in energy rich balancing/reserve programs in the Danish balance/reserve markets.

The Governing EU regulations, most notably the Clean Energy for all Europeans package (CEP), calls for allowing Independent Aggregators access to balancing/reserve markets without significant barriers to entry. In our view the suggested changes and additions to the 4 regulations complies with this. A key element is the correction and compensation model selected. Although a no correction – no compensation model would be optimal from a theoretical point of view, allowing even low volume participants access, the selected correction of activated energy and compensation with spot is a good practical compromise.





We would like to signal our interest in participating in a possible pilot for the implementation of the new Independent Aggregator role in supporting systems.

We have also chosen to address and comment on each proposed method change and addition individually below even if we are in agreement.

3.1 Forskrift H1

3.1.1 Metode 1 - håndtering af nye aggregeringskunder

The additions are seen as reasonable and fair for the stated purposes

3.1.2 Metode 2 - indsendelse af data for aggregeringskunder under drift

The additions are seen as reasonable and fair for the stated purposes

3.1.3 Metode 3 - betingelserne for ophør af aggregeringsaftalen

The addition is seen as reasonable and fair for the stated purposes.

3.2 Forskrift D1

3.2.1 Metode 4 - betingelserne for indsendelse af uafhængig aggregators måledata og rykning for måledata.

The changes and additions are seen as reasonable and fair for the stated purposes,

3.2.2 Metode 5 - betingelserne for aggregeringer og balancefiksering

The changes and additions are seen as reasonable and fair for the stated purposes

3.3 Forskrift I

3.3.1 Metode 6 - betingelserne for stamdata fra uafhængig aggregator

The additions are seen as reasonable and fair for the stated purposes. It is assumed that the monthly control of data under stk.4 can be executed automatically by programmatic data extracts and comparison.

3.4 Forskrift C2

3.4.1 Metode 7a - betingelserne for ubalanceafregning

The changes and additions are seen as reasonable and fair for the stated purposes

3.4.2 Metode 7b - betingelserne for afregning af uafhængig aggregator

The addition is seen as reasonable and fair for the stated purposes. However the method will only be viable as long as the settlement price/ubalanceprisen methodology ensures that the settlement price/ubalanceprisen is minimum the bid price of an Independent Aggregators bid



for the activated time unit; i.e. minimum pay as bid. The settlement to an Independent Aggregator should not be lower than the markup inherent in an activated bid, If the settlement price/ubalanceprisen can become less than the spot price then the compensation model would be a barrier to entry for Independent Aggregators.

3.4.3 Metode 8 - betingelserne for afregning af balanceansvarlig

The addition is seen as reasonable and fair for the stated purposes

Energinet
Att.: Karsten Feddersen
detailmarkedsudvikling@energinet.dk
myndighed@energinet.dk
Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia

Aarhus, 17. August 2023

Vdr. HØRING AF ÆNDRINGER I FORSKRIFT D1, FORSKRIFT H1 OG FORSKRIFT I OG FORSKRIFT C2

Vestas takker for muligheden for at deltage i ovennævnte høring. Vi ser den uafhængige aggregator som et vigtigt skridt for at sikre fremtidens grønne elsystem der vil kunne mobilisere megen af den nødvendige fleksibilitet på tværs af forbrug og decentral produktion. Det fremhæves ydermere at Vestas anerkender det store arbejde der ligger forud for denne høring og ser frem til udviklingen og implementeringen.

Ud over de detaljerede kommentarer, på næste side, har Vestas to generelle kommentarer til implementeringen af den uafhængige aggregator.

Først ser Vestas det som meget vigtigt at implementeringen forbliver teknologineutral og at den kan finde anvendelse for såvel decentralt aggregeret forbrug såvel som aggregeret decentral produktion herunder store og små enheder. Dette er en forudsætning for at Vind og Sol anlæg kan deltage i systemydelsesmarkederne med fuld effekt igennem specialiserede uafhængige aggregatorer. I høringsmaterialet er det Vestas' bekymring at denne almenyttighed kan blive påvirket negativt af fremtidige fortolkninger af fx child målepunkt beskrivelsen hvis Energinet ikke er agtpågivende.

Som det andet er der i materialet uklarheder ang. afregningen af den uafhængige aggregator. Ud fra forslaget læser Vestas, med den nuværende formulering, at den uafhængig aggregator altid afregnes differencen imellem SPOT prisen og ubalanceprisen. Dette er ikke retvisende ved fx en a-FRR-aktivering eller hvis en m-FRR aktivering har været kortere end 10 minutter, hvorved den ikke er prissættende for ubalanceprisen.

Ved webinarer den 16-08-2023 har Karsten præciseret at forskrifterne skal tilrettes så afregningen af den uafhængige aggregator bliver forskellen imellem systemydelsens pris og spotprisen, og at det **ikke** er ubalanceprisen der benyttes. Denne formulering kan Vestas tilslutte sig.

Vestas tolker ydermere at Energinet har tillid til den Baseline som et anlæg eller aggregeret portefølje kvalificeres ud fra til leverancen af en systemydelse, også er anvendelig til kompenseringen af energimængden hos den balanceansvarlige. Dette ville være godt at få fremhævet i materialet for at sikre klarhed.

Nedenfor følger mere detaljerede kommentarer til selve teksten i de ændringer Energinet har foreslået:

Høringsbrevets afsnit 3.

Definition af uafhængig aggregator

Kommentar:

Vestas finder afgrænsningen af at en aggregator kun sælger energitunge ydelser til Energinet uden balanceansvar for snæver. Vi mener at alle systemydelser uden balanceansvar bør omfattes af definitionen for at sikre klarhed om den uafhængige aggregators rolle i det danske el system.

Ændringsforslag:

Definition: Uafhængig Aggregator er en leverandør af balancerings tjenester, som leverer balancerings tjenester til Energinet, men som ikke selv påtager sig et balanceansvar i forbindelse med aftag eller levering af energien i balancerings tjenesten.

3.1 Forskrift H1

3.1.1 Metode 1 - håndtering af nye aggregeringskunder - Child målepunkter,

Kommentar:

1. Hvordan håndteres dette hvis man som aggregator anvender hele installationen til levering af balancerings ydelser? Dette ville kræve at der oprettes et child målepunkt der dækker hele installationen, kan man dette i Data Hubben?

3.1.2 Metode 2 - indsendelse af data for aggregeringskunder under drift

Kommentar:

1. Betyder den valgte formulering at et Child målepunkt er aggregator specifikt således at ved aggregator skift så skal child målepunkter nedlægges og oprettes på ny?
Hvordan sikres at dette foregår i "ro og orden" og at der ikke ender med at foreligge redundante data i DataHub?
2. Hvordan foregår dette i praksis hvis kunden skifter balance ansvarlig men ikke aggregator?

3.1.3 Metode 3 - betingelserne for ophør af aggregeringsaftalen

Kommentar:

1. Samme som ovenfor under 3.1.2

3.3 Forskrift I

3.3.1 Metode 6 - betingelserne for stamdata fra uafhængig aggregator

Kommentar:

1. Det gøres opmærksom på at Kategorien "Anlægsteknologi" er mangelfuld da hverken batterier eller nogen form for forbrug er defineret herunder.

3.4 Forskrift C2

3.4.1 Metode 7 - betingelserne for ubalanceafregning

Kommentar:

1. Her svanes en præcisering at tillægsplanen under stk. 6 først ligger klar efter 5 arbejdsdage og de deraf følgende udfordringer med indsigelser der pt skal falde inden kl. 16. dagen efter aktiveringen.

3.4.2 Metode 7 - betingelserne for afregning af uafhængig aggregator

Kommentar:

1. Se venligst beskrivelsen i starten af høringssvaret.

Er der spørgsmål til dette høringssvar står undertegnede til rådighed per e-mail eller telefon.

Med Venlig Hilsen

Vestas Wind Systems A/S

Andreas Svendstrup-Bjerre
Virtual Power Plant Architect

Hedeager 42, 8200 Aarhus, Denmark
+45 52 15 79 71, ansbr@vestas.com