



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

REFERAT

TEKNIK- OG IMPLEMENTERINGSGRUPPEN

Dato:
25. august 2022

Forfatter:
ADB/ADB

Tid: 25. august 2022 kl. 10:00-15:00

Sted: Microsoft Teams

Deltagere:

Annemette Lehmann Carlsen	Energi Fyn Handel
Berit Vestergaard	SEAS-NVE
Claus Buchholtz	Dinel
Frank Bengtsson	Whitelabel
Jesper Maul Vidriksen	Scanenergi
Joachim Hoffmann	Fellowmind
John Bro	N1
Michael Lehmann Eriksen	Konstant
Niels Boudigaard Granlie	OK
Niels C. Toftensberg	Radius
Per Valentin	KMD
Rikke Schmidt Fjeldsted	EG (Sonlinc)
Simon Jørgensen	Energi Danmark
Christian Odgaard	Energinet DataHub
Maria Kaltoft Breinbjerg	Energinet DataHub
Mogens Juul Sass-Petersen	Energinet DataHub
Karsten Feddersen	Energinet Elsystemansvar
Per Bergstedt	Energinet DataHub

Gæster:

Khatozen Werya Qanee (pkt. 2+4)	Energinet DataHub
Irene Stoklund Hald (pkt. 2+4)	Energinet DataHub
Mads Bro (pkt. 5+6)	Energinet DataHub

Referent: Anette Dahl-Pedersen Energinet DataHub

Næste møde: 1. december 2022

Dagsorden:

1.	Velkommen	
2.	15 minutters ubalanceafregning maj 2023	
3.	Netvirksomhedernes indfødningsstarif	
4.	Ønske om udvikling af model for månedlig tariffbetaling	
5.	Ny afregningsskabelon for timebaseret nettoafregning (gruppe 2)	
6.	Model for elproducerende anlæg ejet af tredjepart	
7.	Overvejelser om udfasning af NemID til login for DataHub 2.0	
8.	Eventuelt	

1. Velkommen

Per Bergstedt bød velkommen til dagens møde i Teknik- og Implementeringsgruppen samt præsenterede dagsordenen. Det har desværre ikke været muligt at holde et fysisk møde denne gang, men Energinet arbejder på, at fremtidige møder bliver fysiske. TI bakker op om fysiske møder.

2. 15 minutters ubalanceafregning maj 2023

Forskrift D1 har været i høring, og fristen for høringssvar var den 17. juni 2022. Hovedkonklusionerne var:

- 15 minutters ubalanceafregning skal være implementeret til maj 2023
- RSM-014 udsendes med kvartersopløsning
- Kvarterstariffer holdes ude af DataHub
- Ingen ændringer i engrosafregning

Masterdata og tidsserier

De væsentligste berørte områder for masterdata og tidsserier er:

- BRS-006 – tidsopløsning for et forbrugsmålepunkt kan skiftes til kvarter
- Måledata for forbrugsmålepunkter *kan* være i kvartersopløsning
- Måledata for udvekslingsmålepunkter *skal* være i kvartersopløsning
- Elleverandøren skal kunne modtage kvartersværdier i RSM-012 for alle typer målepunkter
- BRS-012 kan bruges til at skifte både afregningsform og tidsopløsning for et forbrugsmålepunkt. Dette er ikke en ændring, men en mulighed
- Der vil blive rykket for målepunkter med kvarters tidsopløsning, som det hidtil har været tilfældet
- Der er ingen ændring til nettoafregningsgruppe 6-opsætning og -beregninger
- Der er ingen ændring til tidsopløsning for elvarme, nettoforbrug og overskudsproduktionsmålepunkter
- Skabelonerne til oprettelse af nettoafregningsgruppe 2 i DataHub GUI kan ikke bruges, hvis et resultat eller et mellemresultatsmålepunkt er i kvartersopløsning. Det kræver en ændring i DataHub
- Der skal laves en konverteringsplan for netvirksomhederne

På forbrugsmålepunkter er det en mulighed at vælge kvartersopløsning men ikke et krav. Der er fortsat en 20 % grænse for fritagelse for kvarterskrav ved produktion.

Der skal laves en konverteringsplan for netvirksomhederne, som skal gælde fra februar 2023.

For konverteringsplanen gælder, at historiske data accepteres i timeværdier.

Det er endnu ikke fastlagt præcist, hvornår i februar konverteringsplanen træder i kraft. Energinet bemærker, at målere ikke nødvendigvis behøver at konverteres til den 1. i måneden, men det ville i mange tilfælde give bedst mening. Energinet appellerer til, at mængden af data deles ud på måneden, og således ikke sendes på samme tid. Energinet udarbejder skabelon til netvirksomhederne som grundlag for en samlet konverteringsplan.

Forskrift D1 er blevet opdateret med en tillægsregel, der angiver, at det ikke er muligt at konvertere et målepunkt tilbage, når det først er konverteret til kvartersopløsning. DataHub laver i første omgang ingen validering, der forhindrer dette. Energinet bemærker, at det er kun tidsopløsning, der ændres til kvartersopløsning. Der er ikke krav om at ændre afregningsform til kvartersopløsning. Energinet arbejder på at sikre, at stamdata vil passe med valg af opløsning.

Kvartersværdier kan forventes modtaget fra 1. februar 2023. Energinet vil sørge for at teste ændringen, inden den implementeres.

Efterfølgende bemærkninger fra medlemmer af TI, som ønskes implementeret i referatet:

Det ønskes, at der implementeres en regel, der sikrer, at der ikke kan skiftes tilbage til 60 minutter, når skift til 15 minutter er eksekveret.

Aggregeringer

De væsentligste berørte områder for aggregeringer er:

- RSM-014 udsendes med kvartersopløsning
- Elleverandører, balanceansvarlige og netvirksomheder skal kunne modtage RSM-014 med kvartersopløsning
- Nettab og systemkorrektionsværdier beregnes pr. kvarter
- Der er ingen ændring i RSM-019, da kvarterstariffer ikke muliggøres
- Der er ingen ændring i ubalanceprisen
- Der er ingen ændring i nettabsafregning

RSM-014 i kvartersopløsning er en stor udfordring for nogle af aktørerne. Energinet bemærkede i den forbindelse, at kravet om kvartersopløsning skyldes et mellemværende mellem balanceansvarlige og elleverandører. For energimængden vil størstedelen være i kvartersopløsning, og engrosmarkedet er baseret på kvarterssummer.

En aktør spurgte til passus med 60 minutter hos eSett, hvor der også efter den 22. maj 2022 kan kommunikeres i 60 minutters opløsning. Energinet præciserede, at de 60 minutter er en backup-løsning til dem, der ikke er klar. Der er således ikke tale om en overgangsordning eller en option.

Rapporter

Kvartersværdier bliver inkluderet i samtlige relevante masterdata og tidsserierapporter.

WP16-kildedata for tidsserier bliver udvidet med en ny CSV-fil til kvartersværdierne. En aktør ytrede ønske om at kunne vælge mellem parametrene time- og kvartersværdier i rapport for WP16-kildedata. Energinet undersøger, om det vil være en mulighed.

Tidslinje for implementering

DataHub fortsætter med at sende aggregering i RSM-014 i timeopløsning frem til 1. maj – helt som i dag. Efter 1. maj 2023 vil det være i kvartersopløsning. Det præciseres, at netvirksomhederne har mulighed for at sende data fra februar 2023 i 15 minutter, mens elleverandørerne skal kunne modtage data i 15 minutter fra denne dato. Der afregnes som normalt indtil maj 2023.

Netvirksomhederne ønsker at få besked om, præcis hvornår konverteringsplanen er helt klar, så der ikke sendes data med kvartersopløsning fra 1. februar 2023, og DataHub så ikke er klar til at modtage.

En aktør ytrede også ønske om mere information om kvartersafregning længere ud i fremtiden, herunder en mere detaljeret tidsplan. Per Bergstedt bemærkede i den forbindelse, at ingen DSO'er har planer om 15 minutters nettarif i nær fremtid. Ingen netvirksomheder ønsker at ændre dette i DataHub 2.0, så derfor er det udeladt.

Der kan ikke meldes en dato for release i testmiljøer ud endnu. Der er mange faktorer, der spiller ind, men Energinet håber at kunne give en indikation i midten af september 2022.

3. Netvirksomhedernes indfødningsstarif

Netvirksomhederne er blevet pålagt at indføre en indfødningsstarif på al produktion, som ikke er i aftagepligt. Denne er lovpligtig pr. 1. januar 2023.

Udfordringen i relation til ovenstående er, at der i DataHub ikke er en proces, der understøtter aftagepligt og fremsendelse af meddelelse til netvirksomhederne derom. Aftagepligtmarkeringen i DataHub har tidligere alene haft til formål at forhindre fejlagtige leverandørskifte. Der har været drøftet flere forskellige modeller for at understøtte netvirksomhedernes indførsel af indfødningsstarif – bl.a. den model, Energinet anvender. Dette var der dog ikke interesse for, men der var grundlæggende interesse for, at netvirksomhederne fik den nødvendige information til selv at kunne styre tilknytninger. Den optimale model har været at anvende feltet aftagepligt og sende beskeder til netvirksomheder, hvis der sker ændringer i aftagepligten. En forudsætning for denne model er dog, at aftagepligtmarkeringen er opdateret i forhold til Energistyrelsens registreringer, hvorfor Energinet har iværksat proces for at sikre kvaliteten af denne markering.

Feltet er opdateret i DataHub pr. 12. august, og vil fremover håndteres ved at ændre processer, så der også sendes besked ud til netvirksomhederne, når der kommer en ændring i aftagepligten. Modellen forventes implementeret i november-releasen, og indtil da håndteres korrektioner manuelt. Aftagepligtmarkeringen kan af netvirksomhederne bruges til at bestemme hvilke produktionsmålepunkter, der ikke må tilknyttes indfødningsstariffen.

Ved ændringen, som Energinet modtager fra Energistyrelsen, vil der i udgangspunktet ikke blive rettet historisk tilbage i tid, såfremt ændringen er sat med en dato, der ligger før modtagelsen hos Energinet. Skulle en være udgået af aftagepligten, ændres det pr. d.d., ligesom det vil være muligt at ændre frem i tid.

På sidste TI-møde blev der rejst ønske om stamdatameddelelse til netvirksomheder ved ændringer. Udsendelse af stamdatameddelelse bliver nu implementeret, hvilket medfører en ændring af skema for målepunktsstamdata (RSM-022), da koden for netvirksomhed ikke var med i det nuværende skema. Den besluttede løsning med kun at tilføje kode for netvirksomhed betyder, at ændringen kun vil være relevant for de IT-leverandører, der har netvirksomheder som kunder.

Gyldighedsdato for aftagepligt i RSM-022 kan som udgangspunkt altid bruges til at fjerne eller påføre indfødningsstarif hos netvirksomhederne. Der kan være usikkerhed med datoer tilbage i tid, fx ved bortfaldsafgørelser, men datoen, Energinet sætter på, vil være i 100 % overensstemmelse med aftagepligten.

Ændring af skema kommer i slutningen af november 2022. Der indsættes ingen data før november. Det vil ikke være muligt at trække en liste med ind- og udgående af aftagepligten.

Der fremkom et ønske fra en aktør om en oversigt over, hvilke parter der skal være opmærksomme på hvad og hvornår. Energinet kigger på muligheden for dette og melder ud, så snart det er klarlagt.

4. Ønske om udvikling af model for månedlig tarifbetaling

Green Power Denmark og netvirksomhederne har tidligere besluttet at indføre effektbetaling for store forbrugskunder i DSO-nettet. Denne effektbetaling kan indføres enten som en årsbaseret eller månedlig effektbetaling.

Den årsbaserede effektbetaling vil ikke medføre ændringer i DataHub, og netvirksomhederne håndterer det på samme måde som et abonnementspriselement. Effektbetalingen ligger fast i 1 kalenderår ad gangen baseret på kundens effekttæk det foregående år.

Den månedlige effektbetaling er endnu ikke implementeret i DataHub, men udvikling heraf vil blive igangsat. Den månedlige effektbetaling håndteres på baggrund af realiseret måledata for den enkelte måned, hvilket betyder, at metoden tager udgangspunkt i de 10 højeste værdier af energiforbruget hen over en måned. Der beregnes en gennemsnitsværdi af de 10 højeste værdier, som efterfølgende prissættes på baggrund af effektprisen, som er linket til det enkelte målepunkt.

Uagtet om netvirksomheden vælger årsbaseret eller månedlig effektbetaling gælder det, at alle tidsfrister skal overholdes samt at der bliver afregnet som hidtil i engrosprocessen. Elleverandører skal have fuldt indblik i målepunkter omfattet af månedlig effektbetaling.

For at DataHub kan håndtere månedlig effektbetaling er der en række forhold, der skal være på plads:

- Priselement skal være identisk i samtlige timer eller dage, alt efter hvad der bliver sendt ind til DataHub
- Childmålepunkt skal oprettes som et beregnet målepunkt, og childmålepunktet skal være unikt for beregning
- Childmålepunkt skal have effekttarif linket til målepunktet. Ved anvendelse af childmålepunkt kan elleverandøren få indsigt via RSM-012, hvilket giver et bedre grundlag for support af elleverandørens kunder
- DataHub forudsætter samme pris hele døgnet, da det ellers ikke vil være muligt at vide, hvilken time beregningen skal tage, hvis der er flere med samme værdi
- DataHub skal kunne identificere målepunkter, der er omfattet af den månedlige effektbetaling

Ved den årlige effektbetaling skal pristilknytningen ske på forbrugsmålepunktet og ikke childmålepunktet.

Beregningsmotoren til månedlig effektbetaling er præciseret som følger:

- 1. hverdag til 5. hverdag kl. 21 efter månedsskift finder beregningsmotoren de 10 største værdier fra forbrugsmålepunktet. 5. hverdag kl. 21 er sidste beregning, hvorefter der køres engrosafregning
- De 10 største værdier overføres til childmålepunktet "effektbetaling D19" på de specifikke timeværdier, som værdierne er fundet fra forbrugsmålepunktet. De resterende timer udfyldes med "0"
- RSM-012 for childmålepunkt "effektbetaling D19" udsendes til elleverandøren og netvirksomheden
- Hvis en netvirksomhed skal korrigere måledata efter 5. hverdag kl. 21, vil beregningsmotoren trække en ny beregning med de nugældende 10 største værdier
- Når de 10 største værdier er fundet, beregnes gennemsnitsværdien. Det kan ikke ses på childmålepunktet, men Energinet udarbejder en rapport, som kan hentes af netvirksomheden og den legitime elleverandør. Når gennemsnitsværdien beregnes, bliver den lagt den sidste dag den første time

Modellen skal kunne håndtere både leverandørskift, tilflytning og ændring i CVR-nummer. Modellen er simplificeret ved at ensarte håndteringen af processen for leverandørskift og tilflytning. Dette er gjort både for at gøre beregningen forståelig for kunden og for at gøre håndteringen mindre kompleks i DataHub.

Energinet foreslår derfor at opgøre effektbetalingen ud fra kundens eget forbrugstræk, herunder perioden, det opgøres for.

De 10 største værdier findes i den første periode frem til effektueringsdatoen af tilflytning eller leverandørskiftet. Det opgøres i forhold til "andel af dage" kontra fuld måned. Tilsvarende beregning for anden periode fra effektueringsdatoen til sidste dag i måneden. Gennemsnitsværdien angives som den sidste dag/time inden skiftet. Denne værdi vil også indgå i elleverandørsummen i engrosafregningen med samme tidsstempel (RSM-019). Værdierne overføres til childmålepunkt "effektbetaling D19". RSM-012 udsendes til elleverandøren og netvirksomheden.

Ved korrektion af leverandørskift bliver effektbetaling rullet tilbage, og der laves derefter en ny beregning.

Der er flere egenproducenter, hvor det faktiske træk fra nettet registreres på forskellige målepunktstyper, og derfor foreslår Energinet den simple løsning, hvor oplægget er, at uanset nettoafregningsgruppe vil det være forbrugsmålepunktet E17, der vil være grundlaget for beregningen af gennemsnitsværdien baseret på de 10 største værdier.

På grund af overgangen til 15 minutters ubalanceafregning fra maj 2023 kan det medvirke til, at beregningsgrundlaget på sigt eventuelt burde ændres fra time- til kvartersværdier i forhold til opløsningen på forbrugsmålepunktet. Det vil sige, at de 10 største timeværdier eventuelt skal opgøres som de 40 største kvartersværdier. Ingen netvirksomheder har dog indikeret, at de indledningsvis vil indføre 15 minutters tariffer, så Energinet påtænker derfor at indrette modellen til, at effektbetalingen beregnes pr. time uanset frekvens på måledataindsendelse. Hvis der indsendes kvartersværdier, vil Energinet summere de 4 kvarter og udtage de 10 største timeværdier til beregning af gennemsnitsværdien.

Energinet undersøger, om det vil være muligt med implementering af effektbetaling med april-releasen. Det afhænger af Energinets IT-leverandør, men netvirksomhedernes IT-leverandører skal også være klar.

5. Ny afregningssskabelon for timebaseret nettoafregning (gruppe 2)

Når kvartersafregning implementeres i elmarkedet pr. 22. maj 2023, er der behov for at gen-tænke de nuværende nettoafregningsgrupper. Afregningen kan fortsætte i nettoafregnings-gruppe 2, men der vil være behov for at kunne håndtere kvartersafregning for forbrug, hvis en kunde med et produktionsanlæg ønsker dette. Energinet ønsker et ensartet setup på tværs af marked og myndigheder.

Visse egenproducenter vil fortsat være berettiget til timebaseret nettoafregning, så det vil der være behov for fortsat at kunne understøtte.

For at sikre korrekt afregning af elafgifter og pristillæg foreslår Energinet, at D04 (overskudsproduktion) og D15 (nettoforbrug) anvendes på samtlige gruppe 2-anlæg.

Energinet har lavet 2 mulige modeller til en ny afregningssskabelon for timebaseret nettoafregning; en samlet migreringsproces eller en ad hoc-implementering.

En samlet migreringsproces vil have den fordel, at alle relevante målepunkter altid er repræsenteret på alle gruppe 2-anlæg. Energistyrelsen vil ligeledes modtage data på samme målepunktstype. Ved denne løsning vil elleverandørerne opleve en mere ensartet opsætning af gruppe 2-anlæg i DataHub.

Ved en ad hoc-implementering vil netselskaberne selv skulle koordinere enkeltsagerne med hensyn til oprettelse af D04 og D15. Det vil sandsynligvis medføre et stigende antal aktørhenvendelser på tværs af markedet, da der vil være forskellige opsætninger i DataHub.

Energinet anbefaler løsningen med en samlet migreringsproces, da tidligere erfaringer har vist, at standardiserede løsninger er mere effektive og mere gennemskuelige for markedets aktører. Energinet har ikke truffet en beslutning, men kommer alene med en anbefaling til TI.

Alle nye anlæg vil ikke være berettiget, og mængden af anlæg forventes derfor at stagnere på et tidspunkt. Det er netselskaberne, der skal koordinere ændringerne. Hvis processen ikke er ensartet, er det derfor sandsynligt, at der vil komme flere henvendelser på tværs af markedet.

Energinet ønsker, at netselskaberne selv migrerer, og at Energinet understøtter.

TI bakker op om en ensartet proces, og konklusionen bliver derfor en samlet migreringsproces. Efterfølgende er Energinet blevet gjort opmærksom på, at Green Power Denmark har drøftelser med Energistyrelsen om, hvorvidt det begrænsede antal målepunkter berettiger ændringsopgaven. DataHub vil afvente konklusioner fra denne drøftelse, inden ovenstående beslutning igangsættes.

6. Model for elproducerende anlæg ejet af tredjepart

Der er opstået et markedsmæssigt behov for, at fx en kommunes elproduktionsanlæg kan udskilles i et særskilt selskab og efterfølgende opsættes i DataHub, således at kommunen også betaler elafgift af det direkte forbrug fra elproduktionsanlægget. Det kræver, at der oprettes seriel måling af netvirksomheden. Derudover er det nødvendigt med summationsmålere i hele installationen for at kunne blive øjeblikksafregnet.

Det kan tages i brug uden udvikling i DataHub, dog skal netvirksomhedernes systemer kunne håndtere det.

I forhold til opsætning af målepunkter tages der udgangspunkt i følgende:

- E17 (kommune) – Et forbrugsmålepunkt, der afregner kommunens forbrug fratrukket det forbrug, som elproduktionsanlægget har
- E17 (anlægs ejer, tredjepart) – Et forbrugsmålepunkt vedrørende forbruget fra elproduktionsanlægget
- E18 (anlægs ejer, tredjepart) – Et forbrugsmålepunkt, hvor energimængden skal svare til hovedmålerens udledning på nettet

Målerne opsættes for at give kommunen information og mulighed for at regne efter.

En aktør ytrede betænkelighed ved det juridiske aspekt. Der er forskel på seriel installation og 2 separate installationer. Hvis det håndteres ved seriel installation, burde det ikke give udfordringer. Karsten Feddersen er i dialog med Energistyrelsen og Skattestyrelsen angående dette.

Der er usikkerhed omkring, hvorvidt det kun er offentlige instanser, der får tilbud om denne type afregning. Der er først for nyligt kommet fokus på dette område, og det er usikkert, hvor mange der vil benytte sig af det.

Energinet sørger for at rette vejledningen og lægger herefter den tilrettede version på hjemmesiden.

Hvis der er flere VE-anlæg i én samlet installation, vil det være nødvendigt at have et E18-målepunkt for hvert anlæg i DataHub samt lave en fordeling i forhold til den serielle målers faktiske målinger for produktion. Der laves tilsvarende D08-målepunkter med en fordeling mellem anlæggene.

Hvis der ønskes en energiafregning mellem fx kommunen og anlægsejer (tredjepart), skal det finde sted med afsæt i kommunens D08-målepunkt.

Der er opbakning fra TI til oprettelse af afregningsgruppe 7 fremfor et kommentarfelt.

7. Overvejelser om udfasning af NemID til login for DataHub 2.0

NemID skal udfases som login til DataHub og erstattes af en anden løsning. Der har været flere forskellige løsninger i spil, herunder bl.a. MitID og en anden to-faktorløsning.

Energinet hælder til en anden to-faktorløsning, idet MitID vil blive udfordret ved udenlandske aktører uden dansk CVR-nummer samt ved brugen af robotter. Rent sikkerhedsmæssigt er det Energinets anbefaling at vælge en to-faktorløsning, dog kræver det, at brugeren har adgang til en app eller alternativt fysisk token.

En aktør ytrede bekymring for en Microsoft-løsning, da de ikke anvender Microsoft og frygter at blive ekskluderet. Det er dog ikke Energinets vurdering, at dette vil have indflydelse på muligheden for at benytte løsningen.

Der er opbakning fra TI til anden to-faktorløsning, og spørgsmålet om adgang til mobiltelefoner for relevante medarbejdere håndteres af de involverede selskaber.

Det er endnu ikke gennemtænkt, om der kan oprettes gæsteaccounts til adgangen, men Energinet vil undersøge dette.

Energinet ønsker at finde en fornuftig løsning, så alle har samme udgangspunkt.

8. Eventuelt

Standardisering af navne til attributter i CIM-skemaer

Energinet forventer hen over efteråret at opdatere skemaer, når navne er præciseret. Energinet udsender en liste, når det er besluttet, hvilke navne der er tale om.

Tidsplan for DataHub 3.0

Flere aktører ytrede ønske om en udmelding om tidsplan for implementering af DataHub 3.0. I den forbindelse bemærkede Per Bergstedt, at tidsplanen håndteres i DAB-regi, og der vil blive meldt nærmere ud, når det er behandlet i DAB. Aktørerne ønsker en indikation for, hvornår der skal igangsættes udvikling igen – gerne mere end 6 måneder før go-live. Energinet giver besked, så snart det er muligt.