

**ENERGINET**  
DataHub

Energinet  
Tonne Kjærsvvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 39 31 50 41

Dato:  
11. oktober 2022

Forfatter:  
ADB/ADB

## REFERAT

# MØDE I TEKNIK- OG IMPLEMENTERINGSGRUPPEN

Tid: 9. november 2022 kl. 10.00-15.00

Sted: Severin Kursuscenter, Middelfart

Deltagere:	Annemette Lehmann Carlsen	Energi Fyn Handel
	Berit Vestergaard	SEAS-NVE
	Frank Bengtsson	Whitelabel
	Jesper Maul Vidriksen	Scanenergi
	Joachim Hoffmann	Fellowmind
	Michael Lehmann Eriksen	Konstant
	Niels Boudigaard Granlie	OK
	Niels C. Toftensberg	Radius
	Per Valentin	KMD
	Rikke Schmidt Fjeldsted	EG
	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

Referent: Vicki Damgård Jeppson Energinet DataHub

Fraværende: John Bro N1  
Claus Buchholtz Dinel

Næste møde: 16. marts 2023

**Dagsorden:**

1.	Velkommen	
2.	Gennemgang af månedlig effektbetaling	
3.	15 minutters ubalanceafregning	
4.	Valideringer af nettoafregningsgrupper tilpasses forskrifterne	
5.	Gennemgang af trinvis idriftsættelse for DataHub 3.0	
6.	Eventuelt	

**1. Velkommen**

Per Bergstedt bød velkommen til dagens møde i Teknik- og Implementeringsgruppen samt præsenterede dagsordenen.

**2. Gennemgang af månedlig effektbetaling**

For justeringer i forhold til oplæg behandlet på forrige TI-møde henvises til præsentationen side 5. De væsentligste berørte områder er:

- En forespørgsel modtaget af Energinet omkring ændring af beregningslogikken går på, at enkelte netvirksomheder bruger årsmodellen. Energinet undersøger muligheden for månedsmodel, men der laves kun én model
- Markedet er delt mellem to beregningsmodeller. Der blev under mødet udtrykt bekymring for, om DataHub-systemet kan skelne mellem de to modeller
- D19-release sker i november, men er dog først gældende fra den 1. maj 2023. Release følger de normale processer, og der vil være ca. tre uger mellem PRE06 og produktion
- For netvirksomheder skal D19-målepunktet oprettes senest den 1. januar, hvis det skal anvendes den 1. maj 2023, jf. de aftalte varslingsregler i markedet

Udfordringer angående nye målepunkter og deres tilslutning blev drøftet på TI-mødet. De væsentligste berørte udfordringer er:

- Der kan gå fire måneder, før E17 tilsluttes, og i det tilfælde er D19 løst tilsluttet et målepunkt

**3. 15 minutters ubalanceafregning**

For regler ved skift til 15 minutters ubalanceafregning henvises til præsentationen side 8.

Der blev fra Energinet udtrykt bekymring vedrørende performancepåvirkning, hvis der sker konvertering af en større mængde målepunkter, idet vi ikke har et så stort testmiljø, at vi kan gennemføre en simulering. DataHub-selskabet har derfor besluttet at indføre kontrol for, at flexmålepunkter ikke ved en fejl konverteres til 15 minutter. Dette vil blive afvist.

Energinet har udsendt et spørgeskema, hvis formål er at undersøge, i hvilket omfang netvirksomheder ønsker at konvertere målepunkter til 15 minutter ud over de i forskriften krævede.

Deadline for besvarelse af spørgeskemaet er den 1. december 2022, og derfor kan resultatet af spørgeskemaet ikke præsenteres på dette møde.

De væsentligste berørte områder for konvertering til 15 minutters aflæsning er:

- En validering sættes ind for at sikre, at der ikke kan konverteres flexmålepunkter til 15 minutters opløsning.
- Efter endt konvertering er det ikke muligt at skifte tilbage, jf. forskrift.

Årsagerne til dette er:

- Målet er, at alle skal ende med 15 minutters aflæsning
- Trods forskrift bliver der ikke implementeret en validering, der forhindrer skift fra 15 minutter til timeopløsning

TI forespurgte til timekunder med et forbrug under 100.000 – disse er ikke i forskriften omfattet af pligten til at skifte til 15 minutter. Der var et ønske om, at man som netvirksomhed kunne konvertere alle timekunder uanset årsforbruget. Energinet udtrykte forståelse for ønsket, og henset til forventningen om, at det var en mindre mængde målepunkter, accepteres det at konvertere disse til 15 minutter.

#### 4. Valideringer af nettoafregningsgrupper tilpasses forskrifterne

For attributhåndtering henvises til præsentationen side 10 – 17.

DataHub 3.0 udvikles internt hos Energinet, og i den forbindelse har flere udviklere spurgt ind til den store mængde af valideringer, der er i det nuværende system og begrundelsen derfor. Diskussionen om hvad og hvordan, der skal valideres i DataHub, har flere gange været taget op i TI.

Energinet DataHub mener, at der skal valideres i det omfang, det har betydning for markedet (afregning og markedsfunktioner), og at valideringer ikke må være i modstrid med forskrifterne.

At indføre validering for alt indhold vurderes dog ikke fordelagtigt, da det er en enorm opgave og medfører, at modtagelse af data vil blive meget omstændigt.

Det er TI-gruppens opfattelse, at DataHub-systemet ikke automatisk må rette fejl, da målepunktsdata ejes af netvirksomhederne. Enkelte repræsentanter udtalte, at med yderligere validering reduceres risikoen for fejl. Dog ligger ansvaret for korrekt indsendte data altid hos aktøren.

Elleverandører ser jævnligt, at der ikke er et match mellem data.

Spørgsmålet fremadrettet skal derfor i stedet omhandle, hvilke områder der er vigtigst for at begrænse risikoen for fejl.

Det har vist sig, at siden forskrifterne blev ændret tilbage i januar 2020, er forskrifter og DataHub ikke i fuld overensstemmelse. Derfor blev det drøftet, hvad der skal gøres ved validering af attributter i DataHub 3.0. Der blev fra flere sider argumenteret for, at en stor del af forskrift I burde ligge i BRS- og RSM-guiderne i stedet for forskriften.

Endvidere var der løbende diskussion omkring medsendte attributter, der ikke skal anvendes i processen. Skal de ignoreres eller afvises? Det er dog tidligere i forbindelse med DataHub 3.0-arbejdet (trods enkelte protester) blevet vedtaget, at disse ignoreres.

Konklusion på de beskrevne attributter:

- Anlægs kapacitet, Anlægsteknologi og Værks GSRN-nr. gælder som beskrevet
  - Obligatorisk for produktionsmålepunkter (E18)
  - Optionel for målepunktstyperne E17, D01, D04 - D12, D17 - D19
  - Ignoreres, hvis angivet for målepunktstyperne E20, D02, D13, D14, D15, D20, D99
- Tilslutningstype
  - Obligatorisk for produktionsmålepunkter (E18)
  - Optionel for forbrugsmålepunkt (E17)
  - Ignoreres for øvrige målepunktstyper
- Målepunktsart
  - Obligatorisk
- Afbrydelsesart
 

Forslag om, at målepunkt skulle være fysisk, blev afvist af TI

  - Obligatorisk for forbrugs- og produktionsmålepunkt (E17 og E18)
  - Ignoreres for øvrige målepunktstyper
- Nettoafregningsgruppe
 

Spørgsmål om anvendelse af nettoafregningsgruppe 0 (ingen nettoafregning) blev rejst. Der kom ingen konklusion.

  - Obligatorisk for forbrugs- og produktionsmålepunkt (E17 og E18)
  - Ignoreres for øvrige målepunktstyper

Der udestår afklaring af, hvorvidt ingen nettoafregning ved skift til DataHub 3.0 skal angives ved et 0 eller ved blank.

De væsentligste berørte områder for målepunktsstart er:

- Målepunktsstart blev af tidligere ekspertgruppe vurderet nødvendig, hvorfor en fremtidig regel blev foreslået, men TI-gruppen blev enige om, at dette ikke længere er tilfældet

De væsentligste berørte områder for afbrydelsesstart er:

- Den nuværende regel fastholdes fremfor den fremtidige regel; det vil sige, at afbrydelsesstart medsendes kun for forbrugs- og produktionsmålepunkt
- Nettoafregningsgruppe 0 eksisterer ikke – se kommentar under punktet nettoafregningsgruppe

I forbindelse med valideringer blev spørgsmål om foranstillede og efterstillede blanktegn taget op. Diskussionen gik bl.a. på, om de skulle fjernes af DataHub, afvises ved validering eller ignoreres. Konklusionen blev:

- Energinet DataHub skal undersøge, hvor ofte der modtages disse blanktegn, og om i hvilket omfang, der var en linje i, hvilke aktører som indsendte disse tegn.  
*Energinet kan oplyse, at der er 82 målepunktsadresser med blankt tegn – disse fremgår af DAR-verifikation.*

*Ser vi på kundeinformationer har vi knap 11.000 målepunkter med blankt tegn i navne fordelt på 55 elleverandører. Vores konklusion er derfor, at der ikke er lokale IT-løsninger, som forhindrer, at navne oprettes med foran- eller bagvedstillet blank eller dobbeltblank mellem fornavn og efternavn*

- TI foretrak løsningen med, at DataHub-systemet skulle fjerne blanktegn. Det vil resultere i, at disse målepunkter vil slå ud på konsistentstjekket.

TI udtrykte, at de ønsker en liste over de attributter, der valideres i DataHub 3.0.

## 5. Gennemgang af trinvis idriftsættelse for DataHub 3.0

Mogens Juul Sass-Petersen gennemgik situationen omkring udviklingen af DataHub 3.0.

DataHub Advisory Board (DAB) anbefalede inden sommeren 2022, at TI var ind over konklusionen.

Den oprindelige tidsplan for udvikling af DataHub 3.0 har været for optimistisk, og projektet har været ramt af flere tekniske udfordringer. For at sikre en transparent proces, informeres DAB løbende, og udvikling af systemet beskrives med rød, gul og grøn for løbende at kunne justere og gribe ind, hvor det er nødvendigt, når det er essentielt.

Tidligere er idriftsættelse af nye systemer sket med et big bang. Der er dog flere grunde til at afvige herfra. DataHub 2.0 er performancemæssigt presset, ligesom Energinet har taget en agil udviklingstilgang. Derfor arbejder DataHub-selskabet nu med en trinvis idriftsættelse. For tidsplanen over den trinvis idriftsættelse henvises der til præsentationen side 20.

De væsentligste berørte områder for trinvis idriftsættelse er:

- En trinvis idriftsættelse betyder løbende test, hvilket betyder, at fremfor at kunne sikre ressourcer til ét stort big bang, skal der sikres ressourcer hen over en periode på tre år
- Hvis en trinvis idriftsættelse resulterer i, at BRS'erne skal åbnes hver gang, er det yderst udfordrende
- De 2 første faser indeholder ikke ændringer i de enkelte forretningsprocesser
- Der er kort tid fra go-live af tidsserier til fase 3, og med den parallelle udvikling ønskes en mere detaljeret tidsplan, så tests også kan foregå parallelt

Tidsplanen vil løbende blive justeret og gjort mere konkret. Aftalen med DAB er, at man spænder datoerne ind, når deadline nærmer sig.

Undervejs i mødet blev der givet input, som Energinet DataHub tager med retur og arbejder videre på:

- BRS-031/034 ønskes også implementeret som en selvstændig fase
  - Dette er ikke muligt, da samtidig understøttelse af Ebix og CIM XML/json medfører, at data ikke kan synkroniseres i de 2 forskellige formater
- Punktet angående, at 15 minutters tariffer effektueres, er ukorrekt og fjernes fra præsentationen
- Elvarmehåndtering rettes til elvarmeberegning i præsentationen

- WP16-navnet ændres til afregningsdatarapport. Den kommer i fase 1. Dette tilføjes præsentationen  
Slide omkring, hvorfor Energinet ikke kun kan håndtere ét endpoint, indsættes i præsentationen
- Det er vigtigt, at fase 3 ikke gøres ukompliceret for DAB, da udfordringer omkring afregning ikke nødvendigvis forsvinder ved, at fase 1 er klaret, ligesom fase 3 for aktørerne er den mest komplicerede

De tre faser for den trinvis idriftsættelse blev gennemgået og diskuteret på TI-mødet. Fordele vises i præsentationen side 22. Derudover blev følgende fordele også nævnt under TI-mødet:

- Tiden brugt på afregning reduceres kraftigt
- Ved big bang er det vanskeligt at finde årsager til fejl, da adskillelse af funktioner og tilføjelse af nye/ændrede skal gennemgås samtidigt. Med trinvis findes fejl løbende i relation til den enkelte opgave og justeres efterfølgende
- Når afregning er implementeret i fase 1, vil det medføre, at selvom der er fejl på enkelte målepunkter i fase 3 (fx hvis opdatering af stamdata på et målepunkt fejler) ,vil afregning fortsat kunne afvikles
- Med DataHub 3.0 kan data indsendes i perioder af blot fire timer, hvor det indtil nu først er muligt ved hvert døgnskifte efter 24 timer
- Ved trinvis implementering får flere mindre tests – det betyder, at fejl lettere kan lokaliseres. Vi anerkender, at flere mindre selvstændige tests giver aktørerne en meropgave fordelt over en længere periode

#### Fase 1: Afregning

For skyggeperiode og go-live henvises til præsentationen side 26.

De væsentligste årsager til, at afregning er fase 1, er følgende:

- Det vil resultere i langt mindre ressourcekrævende kontrolopgaver. I tilfælde af fejl kan der køres en ny afregning med det samme, og på den måde skabes der mere fleksibilitet for brugeren
- Afregning er sidste del af flowet i DataHub-processerne. Det er modellen, at vi vil "spise" flowet bagfra, og vi vil samtidig gerne sikre klare grænseflader mellem eksisterende og ny DataHub
- En anden årsag til, at afregning kommer i fase 1, er, at det er centralt, at data ikke skal føres retur til DataHub 2  
Med afregning i fase 1 aktiveres også alle tilhørende funktioner. Det vil sige relevante anmodninger, afregningsdatarapport (WP16) mv.

Energinet DataHub foreslog at autogenerere afregningsdatarapporten i stedet for, at den bestilles og genereres som i dag. Forslaget blev taget godt imod af TI.

#### Fase 2: Tidsserier

For skyggeperiode og go-live henvises til præsentationen side 27.

Som en del af fase er følgende beskeder aktive i DataHub 3.

RSM-012, RSM-015 og RSM-018.

I både fase 1 og fase 2 kan data sendes ind med EBIX og CIM XML/json-format. Energinet DataHub skal således kunne håndtere to formater, mens aktørerne selv kan vælge, hvilket de vil bruge. Fra fase 3 vil udelukkende CIM XML/json være muligt. Det skyldes, at der er en del procesmæssige ændringer, som ikke understøttes af ebIX-formatet.

De væsentligste berørte områder for fase 2 er:

- Energinet DataHub kan ikke flytte brugere fra DataHub 2.0 til 3.0, da man med den nye proces i GUI skal identificere sig selv. Det betyder, at aktørerne har en opgave i at oprette relevante brugere til DataHub 3.0. Opgaven er for aktørerne kendt fra testmiljøet
- Stamdataændring laves i DataHub 2.0, og spejles derefter og køres ind i DataHub 3.0 for at sikre en synkron baggrund for afregning
- I fase 2 mangler der at aftale, hvordan de enkelte testmiljøer skal anvendes og med hvilke typer af data

Der blev spurgt til, om der var overvejet andre modeller, herunder om ikke fase 1 og fase 2 kan slås sammen. TI vurderer, at det ville resultere i færre tests for aktører. En ændret faseinddeling er mulig, men vurderingen er, at den foreslåede løsning vil medføre den hurtigste implementering af afregning. Og dermed også mulighed for så hurtigt som muligt at kunne understøtte andre ændringer i afregning. Baggrunden var her, at der er mange elementer i spil, så målsætningen er, at fase 1 og fase 2 køres separat, for at afregning og tidsserier kan adskilles.

TI løftede bekymring for, at nye aktører skal kunne håndtere både DataHub 2.0 og DataHub 3.0 over en forholdsvis kort tidshorisont. Adgang til DataHub 3.0 er dog først et krav ved fase 3.

Fase 3: Øvrig funktionalitet – stamdata og forretningsprocesser

De processer, som udgår fra fase 1 og 2, indgår i fase 3.

Nedenstående blev drøftet i forbindelse med meddeleleshåndteringen på side 28 i præsentationen.

At aktører skal kunne adskille endpoints fra Datahub 2 og DataHub 3.0, blev yderligere drøftet:

- Energinet forklarede, at synkronisering mellem de to forskellige systemer og sikring af, at der aldrig er nogle transaktioner, der går tabt, vil kræve et meget kompleks setup og vil medføre et meget stort overhead samt udfordre eksisterende performance. Den foreslåede metode, hvor aktører fordeler de enkelte transaktioner, er derfor langt mere driftssikker, og vil ligeledes skulle anvendes af aktører med overgang til fase 3. Energinet er klar over, at der er opgaver, som aktøren skal udføre her
- Skal DataHub styre ét endpoint, skal alle endpoints tages ud af DataHub 2, og der skal udvikles message management for DataHub 3.0. Det vil give risiko for, at data tabes undervejs
- Ved to endpoints hos aktører prioriteres deres data i selvvalgt rækkefølge. Eksempelvis kan stamdata tømmes før tidsserier
- Da DataHub 3.0-projektet startede, blev det aftalt, at data skulle kunne leveres via forskellige endpoints, så det vil aldrig være unødvendigt arbejde for aktørerne, da det skal bruges med DataHub 3.0. Der vil derfor ikke være tale om en temporær løsning

Konklusion blev, at flere aktører gerne ville have undværet denne opgave, men at den kan løses. Specielt henset til den nye tidsplan.

Ønsker aktører at skifte mellem de to endpoints, skal der forventes en tidshorizont på ca. en halv arbejdsdag, da flytning sker manuelt hos en Energinet DataHub-medarbejder.

Flere funktioner placeret i fase tre blev drøftet og ønsket placeret i en af de tidligere faser, bl.a. fordi lovgivning løbende ændres, og eksterne situationer kan ændres hen over de næste tre år. For at imødekomme nye lovændringer og være på forkant med mulige påvirkninger blev en teknisk arbejdsgruppe foreslået. En faktisk konstellation blev ikke aftalt, men TI ser nærmere ind i, hvordan en sådan gruppe kan arbejde proaktivt med ændringer hen over de næste tre år.

Change management er en udfordring for projektet. Derfor blev det aftalt, at hver gang en funktion vurderes nødvendig at placere foran i tidsplanen, skal det drøftes i TI.

Konklusioner for den trinvis idriftsættelse, og som rapporteres til DAB blev:

- Flere aktører ville gerne have undværet opgaven med at fordele de enkelte beskeder, men den kan løses. Specielt henset til den nye tidsplan.
- Der var opbakning til den trinvis implementering, primært grundet den risikominimerende effekt
- Energinet arbejder videre med at justere funktioner og processer, som TI vurderede kunne gøres smartere
- Tidsplanen for trinvis idriftsættelse er først blevet indstillet og skal godkendes af DAB, og først herefter kan en mere eksakt tidsplan af funktioner forekomme
- Der skal etableres et forum, hvor udviklere kan samles, og hvor Energinet deltager

## 6. Eventuelt

Der henvises til præsentationen side 32 og 33.

Følgende to punkter blev vendt under eventuelt:

- Ny version af BRS- og RSM- guides udsendes i november måned
- Mødedatoer for fysiske møder i 2023 er følgende:
  - Torsdag d. 16. marts
  - Torsdag d. 1. juni
  - Onsdag d. 20. september
  - Mandag d. 4. december