

Dato: 21.03.2019

Samlede høringskommentarer
Dok.nr.: 19/02847-2

Kommentarskema vedr.:

Høring af national gennemførelsesforanstaltning for informationsudveksling: produktion og forbrug

Linjenr.	Figur/tabel	Høringspart	Kommentartype: Generel/Teknisk/ Redaktionel	Kommentar	Forslag til ændringer	Konklusion (kun Energinet)
137		CERIUS	Teknisk	Aktuel dansk lokaltid er et dårligt valg,	Aktuel tid bør være ren UTC tid	Definitionen er fjernet fra dokumentet og kun UTC anvendes.
191		CERIUS	Generel	Der er meget lidt omkring strukturel information	Strukturel information bør inkluderes i dokument, alternativt state of the art	Vi gør ikke mere end hvad der følger af RfG og DCC. Herudover gøres ikke yderligere for nærværende.
Afsnit 1.6 e)		EC Power A/S	Redaktionel	<p>Der står: <i>Afsnit 1.6 e) leverandører af intern specialregulering for produktionsanlæg eller forbrugsanlæg ved hjælp af aggregation og leverandører af reserver af aktiv effekt i henhold til denne forordnings del IV, afsnit 8</i></p> <p>Det fremstår ikke tydeligt, om type A-anlæg som skal indgå i regulering af aktiv effekt skal overholde SOGL, eller om det blot er leverandøren.</p>	Hvis type A-anlæg som skal indgå i regulering af aktiv effekt også skal overholde SO GL, så skriv det meget gerne direkte.	Alle produktionsanlæg er generelt omfattet af SO GL, men kravene afhænger af flere forhold, bl.a. størrelsen. Såfremt A-anlæg leverer denne ydelse, vil anlægget være omfattet af definitionen på en BNB, jf. SO GL art. 2, stk. 1, og dermed også de dermed forbundne krav.

	Bilag 1	EC Power A/S	Generel	<p>Under signallisten er type A-anlæg afkrydset for stop- og holdesignal. A-anlæg omtales imidlertid ikke andre steder i Energinets anmeldelse, angiveligt fordi det er op til den lokale DSO og ikke energinet at fastsætte reglerne for disse stop- og holdesignaler.</p> <p>Det vil være særdeles uhensigtsmæssigt hvis hver enkelt DSO kan sætte egne krav til protokoller for A-anlæg. Det vil reelt gøre det umuligt at markedsføre A-anlæg og dermed umuligt for de nettilsluttede at anskaffe A-anlæg.</p>	<p>Der må på landsplan kunne kræves et af følgende.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Der må ikke stilles krav til stop- og holdesignal. 2. Netselskaberne skal på landsplan blive enige om hvilken protokol der skal anvendes for de tilfælde, hvor netselskabet kræver stop- og holdesignal. <p>Energinet eller anden myndighed sætter krav om anvendelse af IEC 61850 for de tilfælde, hvor netselskabet kræver stop- og holdesignal</p>	<p>Det er korrekt at det af afsnit 4.2.3.1 i Kravdokument nr. 3 – standarder, protokoller mv. fremgår, at der for type A og B1 anlæg ikke er nogen nationale krav til protokol, men at dette kan fastlægges af den relevante netvirksomhed, hvis anlægget leverer lokale fleksibilitetsydelse eller har begrænset netadgang.</p> <p>Energinet har ikke hjemmel til at fastsætte krav ift. signaler, som ikke anvendes af Energinet Elsystemansvar A/S.</p> <p>Energinet er enig i, at det vil være uhensigtsmæssigt, at netvirksomhederne fastsætter forskellige protokolkrav, og Energinet vil rejse denne problemstilling over for netvirksomhederne.</p>
		Dansk Energi	G	<p>Det er svært at gennemskue, hvilke informationer der skal udveksles med Energinet Systemansvar A/S. Har I brug for al den information, der står i signallisten?</p>	<p>Præcisér, hvilke informationer Energinet Systemansvar A/S skal bruge.</p>	<p>Energinet har ved fastsættelsen af signallisten taget hensyn til de signaler, som der er behov for af systemhensyn.</p>
Fodnote 2, Side 5		Dansk Energi	R	<p>Der er fejl i referencen til RfG'en for kategori B anlæg. Det er ikke "litra c" men "litra b"</p>	<p>Ret "c" til "b"</p>	<p>Korrekt, det rettes.</p>
afs. 1.9		Dansk Energi	T	<p>Driftsmåleansvarlig er kun ansvarlig for formidling og tilstedeværelsen af målinger fra PCOM-grænseflade til Energinet Elsystemansvar?</p>	<p>Præcisér, hvad dette ansvar omfatter.</p>	<p>Energinet har præciseret roller og ansvar i afsnit 3.</p>
157		Dansk Energi	R	<p>Der står "forskrift". Dette er ikke en forskrift.</p>	<p>Ret til "national gennemførelsesforanstaltning"</p>	<p>Korrekt, det rettes.</p>
220		Dansk Energi	T	<p>Har driftsmåleansvarlig nu også en opgave i at godkende rigtigheden af data i PCOM?</p> <p>DSO'erne tjekker det i forbindelse med nettilslutning? Skal vi udføre yderligere kontrol?</p>	<p>Se også kommentar afs. 1.9</p>	<p>Dette er tydeliggjort i afsnit 3.</p>
221		Dansk Energi	R	<p>Der står forskrift, de udgår...</p>	<p>Slet forskrift eller find rigtig henvisning.</p>	<p>Det rettes til.</p>

afs. 3.2		Dansk Energi	R		”Drift, vedligeholdelse og fejlretning af måledata [måleinstallation] og datakommunikation” Der mangler en definition af måleinstallation.	Energinet mener ikke, der er behov for en nærmere definition af måleinstallationen, da Energinet ikke finder behov for at detailregulere dette.
afs. 3.2		Dansk Energi	G	Afsnit 3.2 er noget uklar, med hvem der har hvilke opgaver i forhold til driftsmåleansvarlig virksomhed.	Der skal være en klar beskrivelse af processen ved konstatering af fejl og ansvaret i den forbindelse.	Energinet har omformuleret afsnittet, hvilket forhåbentlig tydeliggør roller og ansvar.
Afs. 3.2		Dansk Energi	T	Hvad gør Transmissionsselskabet?		I stedet for ”netvirksomhed” er termen ”driftsmåleansvarlig virksomhed” anvendt i den relevante del. Denne term omfatter både transmissions- og distributionsniveau.
Afs. 4.1.1	Tabel	Dansk Energi	T	Krav til ”anlæg på eller over 10 MW” skaber en opdeling af kategori C-anlæg: C1 mellem 3 MW og 10 MW og C2 mellem 10 og 25 MW.	Giv en klar definition af kategori C1 og C2 i afs. 1 for at synliggøre forskellen imellem disse to kategorier af anlæg. Alternativt kan man have de samme krav til alle kategori C-anlæg.	Anlægskategoriene er defineret i forbindelse med RfG artikel 5. Derimod er anlægsstørrelsen på 10MW en videreførelse af nuværende praksis i forhold til modellering, planhåndtering og signaludveksling (en lempelse for de mindre C-anlæg).
Afs. 4.1.1	Tabel	Dansk Energi	T	”Blokkorrektionsmåling” og ”komplet levering af alle stillingsindikeringer” er krav til informationsudveksling, som ikke er anmeldt i forbindelse til RfG’ens signalliste. Hvem skal levere de målinger/signaler? Og skal de også være til rådighed i PCOM-grænsefladen?		Tabellen omhandler ”yderligere signaler påkrævet af systemdriftshensyn”. Disse målinger skal leveres af D-anlæg, jf. afsnit 4.1.1. De skal også være til rådighed i PCOM grænsefladen.
Afs. 4.4		Dansk Energi	G	Det virker mærkeligt, at mange af de samme krav også findes i anmeldelsen af RfG-kravene. I kan ikke anmelde det to gange.	Tjek igennem hvad der står i forhold til de anmeldte RfG krav. Så krav ikke står to steder.	Det er korrekt, de berørte kapitler er slettet. Den resterende tekst er uddybet for bedre forståelse.

266	Tabel	Vattenfall	Teknisk	Sidste række i tabel: Tekst - "Komplet levering af alle stillingsindikeringer mellem tilslutningspunkt og den enkelte generator (gælder for D-anlæg i transmissionssystemet, hvor et anlæg består af både produktion og forbrug med samme tilslutningspunkt)" Hvad menes med forbrug? Egetforbrug vil altid være på et D-anlæg.	Specificér mere konkret hvad der menes med forbrug!	Der er tilføjet en definition af forbrug.
309-310		Vattenfall	Generel	Samme tekst er gengivet som krav i Kravdokument nr. 3 standarder og protokoller linje 443-445. Bør kun være krav til dette i ét af dokumenterne. Yderlige kommentar til det tekniske under dokument 3 høringsvar.	Slet disse linjer i dette dokument.	Teksten rettes og det sikres at samme krav ikke fremgår to steder.
248-251		Radius Elnet	Generel	Energinet har ikke direkte indsigt i fejlen og dens karakter og dermed har Energinet ikke et tilstrækkeligt grundlag til at vurdere hvornår fejlretningen skal være afsluttet.	I denne forbindelse fastsætter Energinet Elsystemansvar A/S i samarbejde med netvirksomheden en frist for hvornår fejlretning skal være påbegyndt og afsluttet	Afsnit 3.2 omformuleret.
324-325		Radius Elnet	Generel	Fejlskriverdata er benævnt fejlregistreringsudstyr i RfG'en	Erstat fejlskriverdata med fejlregistreringsudstyr.	Korrekt, tekst rettet.
368	3. linje	Radius Elnet	Teknisk	Aktiv effekt i kW bør ændres til MW, i lighed med MVar længere nede i listen.	Aktiv effekt MW – målt i tilslutningspunktet	Energinet medgiver, at det er u hensigtsmæssigt, men det følger af signallisten fra RfG. Det vil dog blive tydeliggjort i den tekniske specifikation, hvordan signalet skaleres iht. IEC 61850.
137	afs.1.7	Ørsted	Teknisk	Bruger af dansk tid er meget u hensigtsmæssig: Da normen i dag er at IT-system udveksler data i UTC tid (UTC+0). Samt at bruge af dansk tid, let kunne føre til problemer i forhold til Somme/vintertids skiftet.	Anvendelse af UTC tid (UTC+0) i stedet for dansk tid.	Definitionen er fjernet fra dokumentet og kun UTC anvendes.

145	afs. 1.9	Ørsted	Generel	Driftsmåleansvarlig virksomhed er et begreb der forvirrer mere end det hjælper. For det første er det den anlægsejeren der er ansvarlig for driftsmålingen. Det er ligeledes anlægsejeren der er ansvarlig for at sikre tilstedeværelsen af data.	Det anbefales af lade begrebet udgå.	Definitionen er uddybet. Men der skal nødvendigvis være en defineret rolle, som tydeliggør, at der ikke er tale om afregningsmålingsansvarlig, hvorfor definitionen er bibeholdt.
152	afs. 1.10	Ørsted		Vi vil foretrække at ordre alene håndteres i systemet for produktionstelegrafen.	Bør udgå	Definitionen følger af standard IEC 61850: ordre er en del af signaltyperne. Det medfører ikke, at Energinet Elsystemansvar A/S vil sende ordrer.
163	afs. 1.12	Ørsted		Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er det sted i et anlæg, hvor datakommunikationsegenskaberne, som er specificeret, skal stilles til rådighed og verificeres. Da der vil forekomme situationer, hvor en anlægsejer vil vælge at samle flere anlæg i et PCOM snitsted. Så det er forkert at skrive at der er 1 til 1 sammenhæng mellem PCOM og et Anlæg.	Bør omformuleres til f.eks: Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er det stedet, hvor datakommunikationsegenskaberne, som er specificeret, skal stilles til rådighed og verificeres.	PCOM fastholdes som definitionen af snitstedet på det fysiske anlæg, men muligheden for at nogle anlægsejere samler data fra flere anlæg i et kommunikationssnit beskrives i Kravdokument nr. 3 – Standarder, protokoller mv.
266	Afs. 4.1.1 2. punkt i tabel	Ørsted		MW korrektionsmåling. Pt. Har Ørsted to typer af realtidsmålesystemer; enten et direkte realtidsmålesignal på maskintransformeren eller et realtidsmålesignal, der repræsenterer den balanceansvarlige afregningsmåling. Der eksisterer ingen korrektionssignaler pt og vi er bekymrede for at et sådan system vil forvirrer fordi der bliver for stor komplikation og fordi det vil fastholde at vi skal kunne forholde os driftsmæssigt til begge typer.	Vi anbefaler at Energinet vælger det realtidsmålesignal, der afspejler produktionsbalancen.	Jf. afsnit 4.1.1, 2. punkt, kan kravet om blokkorrektionsfaktor realiseres vha. andre målinger, f.eks. signaler der afspejler produktionsbalancen.
266	Afs. 4.1.1 3. punkt i tabel	Ørsted		Vi forstår dette som de indgående brydere og i så fald er det ok.	Det foreslås at der skal leveres et realtidsmåling for sum af almindelig elforbrug.	Behovet vurderes at være opfyldt med blokkorrektionsmålingen.

279	Afs. 4.1.2 1. punkt i tabel	Ørsted		Aktiv måling per forbrugsenhed. Dette kan blive meget omfattende og det er helt uklart hvad formålet er. Desuden er "forbrugsenhed" ikke defineret. Der er ikke stillet samme krav til DSO-tilkoblinger.		Forbrugsenhed er defineret i forhold til DCC. Definitionen er tilføjet dokumentet som ny nr. 1.10. Formålet er tilstandsestimering af elsystemet, både i forhold til realtid og driftsplanlægning. Definitionen indeholder også en bagatelgrænse for, hvornår en forbrugsenhed skal levere data.
279	Afs. 4.1.2 2. punkt i tabel	Ørsted		Dette bliver meget kostbart og Energinet har næppe brug for disse signaler (uargumenteret).		Energitilsynet godkendte 10. januar 2017 "Metoden vedrørende fremsendelse af data om produktion og forbrug". I denne godkendelse blev det specificeret at forbrugsanlæg med et årligt forbrug større end 100.000kWh er underlagt kravet om signaludveksling. Kravet er gældende for nye og ombyggede anlæg (større end 100.000kWh). Signalerne anvendes til driftsplanlægning og reeltids estimering af elsystemets driftstilstand.
309	Afs.4.3.1	Ørsted		Måleværdien skal være tilgængelig i PCOM ikke senere end 250 ms. efter målingen er foretaget.	Dette krav er mere detaljeret omtalt Informationsudveksling: Kravdokument nr. 3 – Standarder, protokoller mv. Så det bør udgå her. Samt mangler en begrundelse for dette krav, da alle data overføres med et tidstemple. Så derfor må tiden fra TF 5.8.1. på 5 sekunder være mere en tilfredsstillende.	Afsnittet rettes til og uddybes.

368		Ørsted		<p>Kvaliteten af de indgående signaler er generelt for dårlig. Eksempelvis kan nævnes at punkt 4 har karakter af køreplansværdi, der modtages i andet system,</p> <p>At punkt 5 har karakter af stamdata, der håndteres i andet system</p> <p>At punkt 9 beskriver en "regulering", men tilsyneladende blot er en RMS strøm (?)</p> <p>At punkt 19 (ønsket spænding) håndteres i produktionstelegrafen. Denne liste er det vigtigste i den samlede beskrivelse og at kvaliteten heraf er væsentlig ringere end det øvrige.</p>	Alle signaler bør revurderes.	<p>Signallisten er udviklet og anmeldt i forbindelse med gennemførelse af RfG og kan derfor ikke ændres her. Energinet vil komme yderligere omkring signalerne i kommende vejledning.</p>
		Dansk Fjernvarme		<p>Både samproduktion af el og varme samt samproduktion af fjernvarme og fjernkøling åbner en række muligheder for optimering af DER. Derfor skal informationsudvekslingen mellem aktørerne indeholde informationer om mere end elforhold.</p>		<p>Energinet anerkender Dansk Fjernvarmes kommentar.</p> <p>Der er dog ikke hjemmel til at begive sig ud over de rent eltekniske forhold i denne NGF.</p>
		Dansk Fjernvarme		<p>...</p> <p>Derfor anbefales det at indbygge en trappemodel, med færre krav til de små DER og fulde krav til de større energiproducerende enheder. Teknologiuudviklingen vil givet betyde at der gradvis sker en integration af informationstandarderne i alle nye komponenter – leverandørerne vil hurtigt se mulighederne. Det er dog ikke nok. Aktørerne i form af fjernvarmeselskaber, balanceansvarlige osv. skal også kunne følge med og finde midler til investering i de nye systemer.</p>		<p>Signalmæssigt er der færre krav til små enheder end til store. F.eks. skal A og B1-anlæg ikke levere andet end stop- og holdesignaler til deres netvirksomhed, ligesom der ikke umiddelbart er nogen protokolkrav hertil. For alle anlæg op til 1 MW er der altså meget få krav. Der hvor signalomfanget er af en vis størrelse (B2, C og D-anlæg) er der dog også krav om at overholde IEC61850 mv. som angivet i Kravdokument nr. 3 – Standarder, protokoller mv. Det er ikke muligt at lave en trappemodel for disse anlæg, bl.a. af hensyn til IT-sikkerheden.</p>

		Dansk Fjernvarme		<p>...</p> <p>Derfor opfordres til at genoverveje om ikke der kan være en "light" model for de mindste DER. I takt med at teknologien bliver billigere kan kravene skærpes.</p>		Se ovenfor
		Energi Danmark		<p>Der mangler en klar ansvarsdeling i høringen: Hvem står for hvilket udstyr under det eksisterende regelsæt, samt under det nye, med klare linjer for hvilke krav og ansvar anlægsejere fremadrettet forventes at blive stillet. Dette bør vises med en samlet overskuelig oversigt over forskellene, så alle aktører, små som store, tydeligt kan se differencerne.</p>		Afsnit 3 om roller og ansvar er udvidet og tydeliggjort, således at anlægsejeres og driftsmåleansvarlige virksomheders opgaver fremstår klart.