

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	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> 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.	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 realtids 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.</p> <p>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.</p> <p>Teknologiudviklingen 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.

Dato: 21.03.2019 Samlede høringskommentarer Dok.nr.: 19/02848-2	Kommentarskema vedr.: Høring af national gennemførelsesforanstaltning for informationsudveksling: stationsanlæg og net
--	--

Linjenr.	Figur/tabel	Høringspart	Kommentartype: Generel/ Teknisk /Redaktionel	Kommentar	Forslag til ændringer	Konklusion (kun Energinet)
88		CERIUS	Teknisk	Aktuel dansk lokaltid er et dårligt valg,	Aktuel tid bør være ren UTC tid	Enig, anvendelsen af aktuel tid slettes og UTC anvendes.
146		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.
196	Tabel 1	CERIUS	Teknisk	MW og MVar målinger er kun gældende indenfor COS phi	Cos phi bør angives hvor måle nøjagtighed er gældende	Energinet vil inkludere dette i en kommende vejledning.
192		CERIUS	Teknisk	Metode for beregning af målenøjagtighed bedes angivet		Energinet vil inkludere dette i kommende vejledning.
196	Tabel 1	CERIUS	Teknisk	Det er ønskeligt at anvende relæ kerner til de ønskede målinger.	Usikkerheder bør afspejle dette behov. Eksplicit at måling på relæ - kerne er acceptabelt.	For nye anlæg vil anvendelse af strømmåletransformere i klasse 5P, jf. standard IEC 61869-2:2012, være tilstrækkelig. For spændingsmålingstransformere vil klasse 0,5, jf. IEC 61869-3:2011, være tilstrækkelig. Kravene til målenøjagtigheder kan også opfyldes på anden vis; det vil være op til den konkrete ejer at beslutte, hvorledes målenøjagtigheden opfyldes. For eksisterende anlæg skal det sikres, at kravene i denne NGF opfyldes, når udstyr udskiftes, men herudover er det tilstrækkeligt, at de følger de krav, der var gældende på tidspunktet for anlæggets installation.
209		CERIUS	Teknisk	250 ms kan ikke garanteres ved større hændelser i nettet. Prioritet af meldinger står over målinger	Tilføj "ved normal drift"	Enig, det tilføjes.
88		Dansk Energi	R	"I denne forskrift..."	Ordet 'forskrift' skal ændres til 'NGF'.	Enig, det rettes.

afs. 1.3		Dansk Energi	T	Tegningen kan skabe forvirring, i forhold til dem vi kender i nuværende tilslutnings- TF'ere og tekniske betingelser for nettilslutning.	Brug samme tegning som i TF'ere i stedet for at finde på en ny.	Accepteret. Figur taget fra de tekniske forskrifter for at sikre ensartethed i illustrationerne.
119		Dansk Energi	R	"I denne forskrift..."	Ordet 'forskrift' skal ændres til 'NGF'.	Enig, det rettes.
afs. 1.5		Dansk Energi	T	Hvem er TSO i dette afsnit? Systemansvarlig virksomhed eller transmissionselskabet?	Specificér, hvem der er TSO.	Det er tilføjet definitionen.
afs. 3.2.2		Dansk Energi	T	Hvordan tænker I, at netselskaberne i praksis skal verificere, at målenøjagtigheden er overholdt?		Målenøjagtigheden bør verificeres gennem almindelig praksis.
afs. 3.2.2	Tabel 1	Dansk Energi	T	Målenøjagtighedskraverne vil gøre, at distributionsanlæg vil blive dyrere og skal ombygges. Dette kan blive en stor omkostning for netselskaberne.	Forslag til nye målenøjagtigheder, som kan realiseres uden at pålægge netselskaber unødvendige omkostninger: Linier: 5 % for MW, MVAR og 2 % for spændingen. Transformeren i grænsefladen mellem DSO/TSO: 2 % for MW, MVAR og spændingen. Dette er vores udkast til nøjagtigheder, som, vi mener, er tilstrækkelige.	For nye anlæg vil anvendelse af strømmåletransformere i klasse 5P, jf. standard IEC 61869-2:2012, være tilstrækkelig. For spændingsmålingstransformere vil klasse 0,5, jf. IEC 61869-3:2011, være tilstrækkelig. Kravene til målenøjagtigheder kan også opfyldes på anden vis; det vil være op til den konkrete ejer at beslutte, hvorledes målenøjagtigheden opfyldes. For eksisterende anlæg skal det sikres, at kravene i denne NGF opfyldes, når udstyr udskiftes, men herudover er det tilstrækkeligt, at de følger de krav, der var gældende på tidspunktet for anlæggets installation.
206		Dansk Energi	T	PCOM anvendes ikke for stationsanlæg. Det er en grænseflade, der anvendes af produktionsanlæg.	'PCOM' ændres til 'Kontrolcentres dataudvekslingsgrænseflade'	Enig i, at PCOM ikke skal anvendes i denne forbindelse. I stedet anvendes "interfacet mod Energinet Elsystemansvar A/S"
230		Dansk Energi	R	"Oplysninger om tilsluttede produktionsanlægs driftstilstand." Målinger fra produktionsanlæg findes i Kravdokument 1.	Fjern henvisning til data fra produktionsanlæg i Kravdokument 2.	Enig, det rettes.

afs. 3.4		Dansk Energi	T	Hvor lang tid skal netselskaberne opbevare data? og hvad er kravene til opløsning over tid?	Skriv et konkret krav.	Enig. Opbevaringstiden angives og mulighederne for nedskalering af data beskrives i vejledning.
254		Dansk Energi	R	"Produktionsanlæg af type D"	Fjern henvisning til data fra produktionsanlæg i Kravdokument 2. Den hører til i spor 1.	Kriterierne vedrører afgrænsningen af observationsområdet. Se i øvrigt svar herunder.
255		Dansk Energi	T	SGU'er > 10 MW (både produktion og forbrug) set fra PCC. Hvordan skal vi gøre det i praksis? er det netselskabet eller anlægsejer? Hvordan harmonerer det med kravene til produktionsanlægs PCOM-grænseflade, hvor det skal være målinger i POC? Derudover hører den til i spor 1.		Da det er informationer vedrørende Netselskabets strukturelle data og realtidsdata (nettets status), må det nødvendigvis være DSO'en opgave at sende disse data. Da det ikke har relation til selve SGU'en (denne afgrænser blot Observationsområdet) anser Energinet det for at harmonere fuldstændigt med PCOM-grænsefladen. Observationsområdet vedrører udelukkende TSO- og DSO-net, hvorfor denne afgrænsning af selve observationsområdet kun kan høre til i dette kravdokument. Teksten er tilrettet for at tydeliggøre dette.
257		Dansk Energi	T	"Distributionsnet hvorfra der leveres systemydelser" Når mindre forbrugere og producenter deltager i markeder for systemydelser, bliver alle distributionsnet inkluderet i observationsområdet, hvilket ikke er hensigten.	Hvis det kun er nogle systemydelser, der er relevante (fx Blackstart), skal de nævnes. Den hører til i spor 1.	Da der pt. Ikke leveres systemydelser fra distributionsnettet er denne del slettet.

266		Dansk Energi	R	"håndteres ifølge de processer, som følges i dag".	Skriv disse processer i dokumentet, eller henvis til hvor en beskrivelse findes.	Umiddelbart efter den nævnte tekst beskrives processen med udveksling af Energinets revisionsplan og DSO's mulighed for at kommentere på denne plan efterfølgende, såfremt der er behov. Denne metode er blevet diskuteret og fundet som værende den mest pragmatiske metode på aktørmøder i Spor II. TF 5.4.1 står i øvrigt for at skulle revideres, og den indkomne bemærkning vil indgå i arbejdet med revisionen.
271		Dansk Energi	R	"det daglige driftssamarbejde" – er en meget vag formulering.	For at være mere konkret, kan der henvises til afs. 6 i kravdokument 3 om kontrolrum-til-kontrolrum kommunikation.	Kapitel 6 i Spor III indeholder ikke henvisninger til, hvordan den daglige kommunikation mellem DSO- og TSO-kontrolrum fungerer. Den tager udelukkende hensyn til, hvordan data skal udveksles.

196		Radius Elnet	Teknisk	<p>Det er en almindelig og alment godkendt procedure i dag, at MW og MVAR-målinger foretages/genereres i elektroniske relæer og hjemsendes direkte til Scada herfra.</p> <p>Det betyder, at målingen foretages på en CT-relækerne, som en naturlig teknisk konsekvens heraf, har en relativ høj måleøjagtighed, specielt i de lave dele af måleområdet.</p> <p>Som konsekvens af dette vil en måleøjagtighed på 2% kunne være udfordret ved lave belastninger.</p> <p>Derfor vil et TF 5.8.2 krav på 2 % kunne nødvendiggøre, at der opsættes en CT med høj måleøjagtighed i de lave måleområder, selvom det blot er til Scadamålinger.</p> <p>Dette emne er løbende fremført under flere arbejdsgruppemøder om TF 5.8.2, og på sidste arbejdsrunde var der klar konsensus om (også fra TSO side), at det ikke var samfundsøkonomisk ansvarligt at kræve en så høj måleøjagtighed, at det forhindrer brug af CT relæmålekerne til Scadamålinger.</p>	<p>”Undtagelse 2: Målinger på 20-60 kV stationsanlæg kan foretages på en CT’s relæmålekerne, selvom dette vil kunne udfordre en måleøjagtighed på 2% i de lave måleområder.”</p>	<p>For nye anlæg vil anvendelse af strømmåletransformere i klasse 5P, jf. standard IEC 61869-2:2012, være tilstrækkelig.</p> <p>For spændingsmålingstransformere vil klasse 0,5, jf. IEC 61869-3:2011, være tilstrækkelig. Kravene til måleøjagtigheder kan også opfyldes på anden vis; det vil være op til den konkrete ejer at beslutte, hvorledes måleøjagtigheden opfyldes.</p> <p>For eksisterende anlæg skal det sikres, at kravene i dette kravdokument opfyldes, når udstyr udskiftes, men herudover er det tilstrækkeligt, at de følger de krav, der var gældende på tidspunktet for anlæggets installation. Energinet mener, at der hermed er taget behørigt hensyn til de samfundsøkonomiske aspekter.</p> <p>Der har ikke været konsensus fra Energinets side, men der var forståelse for, at det kunne blive en udgift. Det blev lovet, at vi ville undersøge, om der var muligheder for at justere på kravene, hvilket der er gjort ift. håndteringen af eksisterende set-up.</p>
-----	--	--------------	---------	--	---	---

218		Radius Elnet	Teknisk	I dag er målinger bevidst prioritet lavere end meldinger i TSO's TASE.2 forbindelse med DSO-erne. Dette bevirker, at overførslen af målinger ofte forsinkes væsentligt på dette sted i kommunikationskæden. Derfor skal målinger tilføjes i undtagelse 2. (I dag ville selv en 5 sekunders forsinkelse til tider være svær at overholde).	"Undtagelse 2: For meldinger og målinger fra net < 100 kV kan en tidsnøjagtighed på op til ± 5 sekunder accepteres."	Accepteret. Vi har rettet teksten til.
226+227		Radius Elnet	Redaktionelt/teknisk	Det må være nettets normale koblingstilstand man ønsker overført til systemanalyser. (Alternativt skulle samtlige DSO's 20-60 kV net overføres via TASE.2 til TSO, idet der dagligt sker kortvarige ændringer i koblingstilstanden. Dette ville reelt betyde, at hele DK1 og DK2's 20-60 kV net herved er udpeget til observationsområdet)	"Oplysninger om nettets normale koblingstilstand og målte tilstand. Dette gælder dog ikke for 10-20 kV- og 0,4 kV-net."	Inden for observationsområdet er det den faktiske koblingstilstand, udenfor er den normale OK.
274+275		Radius Elnet	Redaktionelt	Det er ikke i (det som i dagligdagen kaldes) SPOC-samarbejdet, at denne form for planlægning og vurdering foretages. Det er i VHI-funktionen (Vagt Havende drifts Ingeniør) i samarbejde mellem TSO og den DSO som driver observationsområdet. Oftest er det TSO afbrydelser som forårsager behovet for tættere koordinering i observationsområderne	"Udetid af stationsanlæg/net i et observationsområde, samt udetid af stationsanlæg/net i overliggende transmissionsnet, som måtte have indflydelse på anlægs- og/eller forsyningsikkerheden i et observationsområde, skal diskuteres/vurderes som en fast del af VHI-funktionerne (TSO og DSO imellem), hvor normalkoblingstider og længerevarende afbrydelser gennemgås."	Teksten slettes, da den mere har karakter af vejledning og i øvrigt ikke er dækkende for alle tilfælde. Den tekniske forskrift for revisionsplanlægning vil blive revideret inden længe, og bemærkningerne vil blive medtaget i den forbindelse.

Dato: 21.03.2019 Samlede høringskommentarer Dok.nr.: 19/02849-2	Kommentarskema vedr.: Høring af national gennemførelsesforanstaltning for informationsudveksling: standarder og protokoller
--	---

Linjenr.	Figur/tabel	Høringspart	Kommentartype: Generel/ Teknisk /Redaktionel	Kommentar	Forslag til ændringer	Konklusion (kun Energinet)
4.1.2 Tilladte snitflader		Markedskraft	Generel	<p>Høringsudkastet fastsætter kun krav TSO->DSO kommunikation og 4.1.2 angiver at snitflader til BRP/AGR skal være forberedt. Hvorfor er BRP/AGR ikke en integreret del af dette høringsudkast? BRP/AGR er de aktører der styrer og balancerer el-systemet. Målinger fra DSO er kun symptomer på tilstande. Kompromitteres datakommunikation mellem BRP og anlæg er DSO målinger ikke megen bevendt.</p>	<p>Det er for løst bare at snakke om TSO-DSO løsninger – fælles løsninger på tværs af roller: IEC61850 er forberedt til dette. I Markedskraft Danmarks optik kan frugterne af standardiseret datakommunikation kun høstes, hvis det fastsættes på nationalt plan, at datakommunikation til og fra et anlæg SKAL foretages gennem et fælles adgangspunkt og alle markedsaktører anvender dette. Dette skal sikre at DSO/BRP/TSO måler og opererer det samme sætpunkt og målinger sker for det sammen endpoint.</p>	<p>Energinet anerkender Markedskrafts kommentar som relevant. Dog giver SO GL ikke Energinet hjemmel til at fastsætte krav til kommunikation mellem BRP/AGR og anlæg. Med den valgte løsning ønsker TSO/DSO at give BRP/AGR mulighed for at anvende én og samme løsning som TSO/DSO.</p>

		Siemens Gamesa Renewable Energy A/S	Generel	<p>Flere steder i dokumentet anføres IEC 61850 med secure MMS som eneste mandatory protokol mulighed.</p> <p>OPC UA bør være en alternativ mandatory mulighed af følgende årsager:</p> <ul style="list-style-type: none"> • OPC UA er i voldsom vækst overalt i industrien • OPC Foundation har publiceret: "IEC61850 companion specification for electrical substation automation systems" se: https://opcfoundation.org/markets-collaboration/iec61850/ • IEC Arbejdsgruppe JWG25 arbejder på en TR for OPC UA til IEC 61400-25 • OPC UA har indbygget security baseret på certifikater • OPC UA har færre restriktioner til signal navne mv. • OPC UA integrerer bedre til andre systemer • OPC UA håndterer bedre historiske data i større mængder 	Anfør OPC UA som alternativ mandatory mulighed, når endelig mapning til IEC61850/61400-25 er publiceret (forventes i 2020).	Energinet anerkender muligheden for at anvende OPC UA i fremtiden, men for nuværende er den ikke mappet ind i IEC61850 og dermed ikke en del af denne standard. Det har været et ønske fra DSO/TSO, at der ikke indføres flere standarder, da dette vil besværliggøre arbejdet med at vedligeholde kommunikationsstandarder.
202 308 360 380 485 588 677		CERIUS	Generel	Sikker TASE.2 bør ikke være et krav, da kommunikation altid foregår lokalt med ENERGINET. Vigtigere med sikring af kommunikation udenfor netselskabers matrikel.	Når 61850 kommunikationen er på plads, bør kravet komme med ny overgangsordning relevant for TASE.2	Secure TASE.2 hæver TASE.2-kommunikation til samme sikkerhedsniveau som IEC61850; dermed sikres at eventuelle hackere ikke kan manipulere de data, de eventuelt skulle få adgang til på det lokale net mellem DSO og TSO. Det er Energinets holdning, at sikkerheden på IT-systemer kræver løbende udvikling, og derfor anses denne yderligere sikkerhed for TASE.2 som den naturlige videreudvikling.
423		CERIUS	Teknisk	Menes der STRATUM-0 eller STRATUM-1?	Der skal stå STRATUM-1	Korrekt, teksten er rettet
427		CERIUS	Teknisk	Kan der opnås noget bedre end STRATUM-1?	"Eller bedre" bør udgå	Ved at vælge at have f.eks. sit eget GNSS-ur, vil det være muligt at opnå STRATUM-0.
433		CERIUS	Teknisk	skal være separat	skal være logisk separeret	Korrekt, teksten er rettet

444		CERIUS	Teknisk	Ved brug af internet kan 250ms ikke garanteres i alle situationer.	250 ms bør fjernes	Tiden er rettet til en samlet tid fra PCOM til levering hos netvirksomhedens ISP (T3+T4) på 500 ms. Dette kan accepteres, når den samlede leveringstid fra PCOM til TSO for anlæg tilsluttet distributionssystemer ikke overstiger 5 sekunder.
500		CERIUS	Redaktionelt	Dokument navn bør fremgå.	Skriv dokument navn	Korrekt, dette rettes.
489		CERIUS	Teknisk	Bør understøtte automatisk fornyelse	Tilføj; , når denne understøtter automatisk fornyelse.	Automatisk fornyelse er en del af anviste anvendelse af EST og/eller SCEP. Tidspunktet for anvendelse af det nationale PKI reguleres i overgangsordningen.
Kapitel 3-6		Centrica Energy Trading		Centrica henleder opmærksomheden på, at det synes uklart under de nye regler som fastsat i Kravdokument Nr. 3 pkt. 3-6, hvem der er ansvarlig for omkostningerne for de nævnte krav. Hvilke parter henholdsvis anlægsejer/net selskab pålægges hvilke omkostninger, til etablering af målinger og kommunikationsudstyr.	Der ønskes en præcisering	Det er i kravdokument nr. 1 vedr. roller og ansvar anført "Anlægsejeren har ansvaret for den fysiske måleopgave og for at stille data til rådighed i PCOM." og "Anlægsejeren er ansvarlig for, at den komplette måleinstallation drives og vedligeholdes, så korrekte måledata til enhver tid kan overføres efter kravene i Informationsudveksling: Kravdokument nr. 3 – Standarder, protokoller mv." Kravdokument nr. 3 uddyber hvordan kravene i kravdokument nr. 1 og 2 implementeres.
Punkt 7.4.1		Centrica Energy Trading		Det tolker Centrica som værende eksisterende anlæg og nye anlæg opført inden d. 1. oktober 2019. Det vil sige, at eksisterende anlæg og nye anlæg opført før 1. oktober 2019, kan deltage i systemydelse med deres nuværende vilkår indtil 1. juli 2022, og ikke de præciserede i kapitel 3-6. Centrica spørger om det er korrekt opfattet. Eller er de nye vilkår præciseret i kapitel 3-6 også gældende for eksisterende anlæg, hvis disse skal deltage i systemydelser efter 1. oktober 2019?		Indledningsvist bemærkes, at fristen for nye D-anlæg i transmissionsnettet flyttes fra 1. oktober 2019 til 1. januar 2020. Frem til 1. juli 2022 kan eksisterende anlæg levere systemydelse efter eksisterende vilkår for metoden for levering af data. Fra 1. januar 2020 til 1. juli 2022 tillades både ny og gammel metode at udveksle data, men alle anlæg som leverer systemydelser skal levere med ny metode, jf. kapitel 3-6, efter 1. juli 2022. Særskilte krav kan være anført i udbudsbetingselser.

Punkt 7.4.2		Centrica Energy Trading		<p>Disse nye vilkår i kapitel 3-6 vil givetvis få mange nye anlægsejere til at overveje om de vil deltage i systemydelse, alt efter hvem der skal stå med regningen til at etablere de nødvendige data og kommunikationslinjer mv.</p> <p>De nye regler kan underminere hele tanken om en decentralisering af enheder, der i fremtiden skal bidrage til systemydelse, når de centrale og gasfyrede decentrale værker udfases.</p> <p>Derfor synes disse strømninger ikke velovervejet fra Energinets side, og Centrica ser gerne en udsættelse eller tilbagetrækning af denne høring indtil en dialog med markedsaktørerne har fundet sted.</p>		<p>Med opgraderingen til udveksling af information over IEC 61850 med SecureMMS (IEC 62351-4) over internet følger Energinet og de danske netvirksomheder de europæiske og internationale retningslinjer om udveksling af realtidsinformation med fysiske anlæg i energisektoren.</p> <p>Ligeledes følges nationale og internationale retningslinjer og anbefalinger for generelt at løfte cybersikkerhedsniveauet i branchen.</p> <p>Mange lande i Europa og internationalt skubber i disse år på udrulning af lignende IEC 61850-baserede løsninger, og der forventes at blive markeder med nye produkter og leverandører til at understøtte disse.</p>
		EC Power		<p>Der stilles ikke krav til protokol for A-anlæg 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>Der står "Der er ingen nationale protokolkrav til type A og B1 anlæg. Til disse kan vælges IEC 61850 eller anden protokol. Lokalt beslutter netvirksomheden valg af protokol, hvis anlægget leverer lokale fleksibilitetsydelse eller har begrænset netadgang." 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>
168		Dansk Energi	Red.		"tidspunktet [før] Forsyningstilsynets godkendelse"	I dette tilfælde er "for" den rette term.
193		Dansk Energi	Red.	Figurtekst er på engelsk.	Oversæt figuren til dansk.	Accepteret. Figuren er oversat.

309		Dansk Energi	Teknisk	Teksten henviser til en overgangsordning for secure Tase.2 i afs. 7, men sådan en overgangsordning er ikke beskrevet.	Vi foreslår, at der defineres en overgangsordning for secure Tase.2. Da dette tiltag har forbyggende karakter, og da netvirksomheder generelt ikke understøtter secure Tase.2 med deres nuværende SCADA, kan ordningen formuleres sådan, at kravet opfyldes ved udskiftning af kontrolrums-kommunikationsudstyr efter 2019.	Nyt afsnit tilføjes i kapitel 7 vedr. overgang for udveksling af information mellem netvirksomheders kontrolsystemer og Energinet.
251 & 257 & 261 & 275		Dansk Energi	Red.	Teksten henviser til "denne forskrift", men nærværende dokumentet er ikke en forskrift.	Vi foreslår at ændre teksten til "denne nationale gennemførelsesforanstaltning"	Accepteret. "denne forskrift" ændres til "denne nationale gennemførelsesforanstaltning".
323 & 543 & 595		Dansk Energi	Red.	Der mangler specificering af, hvilken del af Energinetkoncernen der udveksler data med transmissionstilsluttede elproduktionsanlæg .	"skal udveksle information med Energinet [Elsystemansvar eller Transmissionsnettet ?] " "som led i Energinet [Transmissionsnettets?] anlægsprojekt..."	Accepteret. Protokolbaseret information fra anlæg, DSO eller anden aktør til Energinets centrale systemer sker til Energinet Elsystemansvar A/S. Rolleforholdet præciseres.

364		Dansk Energi	Teknisk	<p>Teksten beskriver kun den fysiske placering af PCOM for eksisterende transmissionstilsluttede anlæg. Placering af PCOM for nye anlæg og distributionstilsluttede anlæg omtales ikke.</p>	<p>Kravet til placering af PCOM burde være ens for nye og eksisterende anlæg, uanset om de er transmissions- eller distributionstilsluttede.</p> <p>Placering bør ikke været begrænset til et bestemt fysisk sted, men være fleksibelt, så PCOM fra flere anlæg kan aggregeres et centralt sted, under forudsætning af at krav til forsinkelse og pålidelighed stadig overholdes.</p>	<p>Det fastholdes, at PCOM specificeres som et sted på det enkelte fysiske anlæg.</p> <p>Specifikation af kommunikationsveje for transmissionstilsluttede anlæg tillader, at information fra flere PCOM kan føres via et fælles system, så længe tidskrav og uafhængighed af offentlige IT- og telenetværk overholdes.</p> <p>Kravet forhindrer ikke netvirksomheder i at hente information via tredjepart (herunder ISP), så længe netvirksomheden overholder krav til IT-netværk og leveringstider, samt overvågning og initial godkendelse af PCOM og tilhørende kommunikationsvej.</p> <p>Der gøres i denne forbindelse opmærksom på, at netvirksomheden ikke kan fraskrive sig sit ansvar, hvis fx kommunikationsvejen går via udlandet eller PCOM leverer information fra anlæg i flere netområder på tværs af landet eller fra udlandet.</p>
395 & 396		Dansk Energi	Teknisk	<p>Minimumskrav til logiske noder inkluderer FSCH og FSCC for håndtering af tidsplaner, selvom udveksling af tidsplaner ikke er krævet i <i>Informationsudveksling Kravdokument 1</i>.</p>	<p>Fjern FSCH og FSCC fra listen af logiske noder, der skal som minimum understøttes.</p>	<p>For at undgå fremtidige omkostningstunge ændringer skal anlæggets sikre IEC 61850-server være forberedt til udveksling af planer.</p>
415		Dansk Energi		<p>Krav til tidssynkronisering har alt for mange detaljer om implementering, hvilket er u hensigtsmæssigt, idet de fjerner metodefriheden, mens de ikke tager højde for alle fejlkilder (fx kvalitet af anlæggets lokal oscillator, og opdateringsfrekvens).</p>	<p>Fjern krav til specifikke implementeringer ("Stratum-X" "mindst to kilder").</p> <p>Kravdokument 1 afs. 4.3.2 har allerede krav til afvigelser fra UTC i mikrosekunder.</p>	<p>Accepteret</p> <p>Retningslinjen om valg af NTP/PTP stratum-x hierarkier er flyttet til "Teknisk bilag – IEC 61850 specifikation".</p>

435		Dansk Energi	General	<p>Der står, at "Energinet kan dispensere" på kravet om at bruge deres lukkede private netværk.</p> <p>Forordningerne giver en generel mulighed for at dispensere fra krav, hvis blot dispensationen retfærdiggøres. Derfor er denne sætning overflødig i afs. 4.2.4.</p>	Fjern henvisning til dispensationer. Overvej at tydeliggøre kravets afhængighed på "størrelse og kritikalitet", så dispensationer ikke er relevante.	<p>Accepteret.</p> <p>Muligheden for dispensation er irrelevant, da Energinet altid fører sit private netværk frem til den nærmeste station som er delt med anlægget der er tilsluttet transmissionssystemet.</p>
435		Dansk Energi	Red.	<p>"Energinet's lukkede privat netværk" er ikke yderligere defineret.</p> <p>I TF 5.8.1 henvises til Energinet's "MPLS-net", hvilket formentlig er det samme netværk.</p>	Definér i afs. 1, hvad der menes med "Energinet's lukkede privat netværk".	<p>Accepteret.</p> <p>"Energinet's lukkede private netværk" præciseres, som term.</p>
441		Dansk Energi	Teknisk	<p>"PCOM skal være mindst 3Mbit + 1Mbit pr. målte elproduktions-/forbrugskilde."</p> <p>Uden begrundelse eller mellemregninger er det svært at vurdere, om dette krav til båndbredde er rimelig. Men det er bemærkelsesværdigt, at der anbefales asymmetrisk båndbredde med mere download-båndbredde, selvom anlægge primært skal levere (dvs. uplade) målinger.</p>	Dobbelttjek om krav til download- båndbredde virkelig skal være større end båndbredde dedikeret til upload.	Værdierne er erfaringsbaserede. Symmetrisk båndbredde er krævet for at sikre, at forbindelserne ikke udfordres, når balanceansvarlige og aggregatorer anvender samme forbindelse gennem PCOM til levering af setpunkter og setpunktsplaner.

444		Dansk Energi	Teknisk	<p>Der stilles krav til anlægsejeren om, at netværksforsinkelsen fra anlægget til netvirksomheden "ikke overstiger 250 ms", hvilket er problematisk af flere grunde.</p> <p>For det første er der afgørende forskel på, hvordan forsinkelsen måles: Er det den gennemsnitlige forsinkelse, eller skal forsinkelsen holdes under 250 ms fx. 99,9999 % af tiden?</p> <p>For det andet er det ikke fair at lægge hele ansvaret for netværksforsinkelsen på anlægsejer, idet en del af systemets forsinkelse tilskrives netvirksomhedens egne infrastruktur, hvilket er anlægsejer uvedkommende. Kravet til forsinkelsen skal stilles til antal millisekunder for at en pakke ankommer til netvirksomhedens Internet peering exchanges, fx Interxion i Ballerup.</p> <p>For det tredje, hvorfor 250 ms? IEC TR 61850-90-2 definerer en række trafikklasser baseret på funktionen, og målinger falder inde i klasse TT1 med 1 s forsinkelse; TT2 er til kommandoer fra operatøren, disse har forsinkelse på 500 ms.</p>	<p>Målemetode for netværksforsinkelse skal defineres og stedet, hvor der måles forsinkelse i forhold til ændres fra netvirksomheden til stedet, hvor anlægsejerens ISPs netværk møder netvirksomhedens ISP, fx en Internet peering exchange. Fx.: "...fra anlæggets centrale system til netvirksomheden[s ISP] ikke overstiger 250 ms."</p> <p>Derudover skal den valgte værdi til maks.-forsinkelsen motiveres, og værdien kan med fordel koordineres med trafikklasser defineret af IEC rekommandationer.</p>	<p>Accepteret.</p> <p>Metoden for beskrivelse af tidsforsinkelsen er ændret, så ansvaret tydeligere deles mellem anlæg og driftsmåleansvarlig.</p> <p>Tiderne justeres, så de afspejler behovet for den samlede maksimale tidsforsinkelse mellem anlæg og Energinet, og der tilføjes fleksibilitet mellem tiderne for anlægs hhv. netvirksomhedens interne og eksterne netværk.</p>
afs. 4.2.4		Dansk Energi	Teknisk	<p>Hvor fremgår krav til netværkets tilgængelighed/opetid? Man kunne forestille sig, at kritiske anlæg skulle etablere redundante netværksforbindelser, men der står ingen krav herom.</p> <p>Hvor fremgår i øvrigt krav til bitfejl og/eller tabte pakker i netværket? Mht. bitfejl, har IEC TR 61850-90-2 "integritetsklasser", fx "I1" – med sandsynlighed for fejl under 10^{-6}.</p>	<p>Specificér krav til tilgængelighed/opetid i % af tiden pr. år, evt. differentieret pr. anlægskategori.</p> <p>Specificér krav til sandsynlighed for bitfejl og tabte pakker i netværket.</p>	<p>Iht. netværks QoS for ISP skal klasse 3 eller bedre (iht. ITU-T Y.1541) overholde krav om maksimal tidsforsinkelse bedre end 400 ms. Alle internet-klasser specificerer "Upper bound on the packet loss probability" til 1×10^{-3}.</p> <p>Kravet detaljeres i "Tekniske bilag – IEC 61850 specifikation".</p>

461		Dansk Energi	Red.		"placeret i aflåst skab eller rum på anlæggets [?matrikel?]"	Det specificeres, at PCOM-installationen skal være på anlægget, uanset om anlægget spreder sig over en eller flere matrikler.
461		Dansk Energi	Teknisk	<p>[Forudsat at der menes at PCOM installationen skal ligge på anlæggets matrikel]</p> <p>Det er ikke nødvendigt at afgrænse den fysiske placering af PCOM. Motivationen for at bruge IP-netværk er, at adresserne er globalt tilgængelige.</p> <p>Se også kommentar til linje 364.</p>	Fjern henvisning til PCOMs placering.	<p>Det fastholdes, at PCOM specificeres som et sted på det enkelte fysiske anlæg.</p> <p>Specifikation af kommunikationsveje for transmissionstilsluttede anlæg tillader, at information fra flere PCOM kan føres via et fælles system, så længe tidskrav og uafhængighed af offentlige it- og telenetværk overholdes.</p> <p>Kravet forhindrer ikke netvirksomheder i at hente information via tredjepart (herunder ISP), så længe netvirksomheden overholder krav til it-netværk og leveringstider, samt overvågning og initial godkendelse af PCOM og tilhørende kommunikationsvej.</p> <p>Der gøres i denne forbindelse opmærksom på, at netvirksomheden ikke kan fraskrive sig sit ansvar, hvis fx kommunikationsvejen går via udlandet eller PCOM leverer information fra anlæg i flere netområder på tværs af landet eller fra udlandet.</p>
493		Dansk Energi	Red.	<p>" Den enkelte aktørreksterne part ...kan ud fra egen risikovurdering vælge...VPN"</p> <p>Denne formulering er uklar. Den åbner op for, at anlægsejer kan anfægte en VPN, hvis der ikke også dokumenteres, hvorfor den er nødvendig.</p>	Gør formuleringen mere enkel ved at skrive ligeud: "Netvirksomheden kan forlange VPN oveni den etablerede TLS..."	<p>Afvist.</p> <p>IT-eksperter mener ikke, der er belæg for at "forlange" VPN, hvorfor "den enkelte part, som skal hente information fra et anlæg" kan vælge at tilføje VPN.</p>

501		Dansk Energi	Teknisk	<p>Det er ikke praktisk muligt for netvirksomheder at kontrollere software-versioneringer af anlægsejerens udstyr. Derfor kan kravet, som skrevet, ikke håndhæves.</p> <p>Derudover tager kravet udgangspunkt i ”komponentleverandørernes anvisning”, hvilket forudsætter, at alle komponenter i systemet bliver vedligeholdt fra producentens side, dvs. de er hyldevarer.</p> <p>Angående software-vedligeholdelse, mangler der mulighed for at netvirksomheden kan påtvinge opdatering af dataudvekslingsprotokol (uden komponentleverandørs anvisning), hvis den skal tilpasses/fejlrrettes, så anlæggets gamle implementering ikke længere kan anvendes. Dette kan ske uden varsel, hvilket potentielt kan være bekosteligt.</p>	<p>Kravet om at være beskyttet mod kendte trusler bør gælde alle komponenter, inkl. skræddersyede komponenter uden løbende support fra en leverandørs side.</p> <p>Tilføj, at anlægsejere forpligtes til at opdatere deres software, når netvirksomheden tilsiger, at sikkerhedshensyn kræver ændringer til protokollerne.</p> <p>Det skal slås fast, at det ikke er godt nok at overholde de protokolstandarder, der var gældende, da anlægget var tilsluttet nettet. Og anlægsejere må heller ikke vente med at opdatere protokollerne indtil hele kontrolsystemet opdateres.</p>	<p>Accepteret.</p> <p>Det tilføjes, at den driftsmåleansvarlige til enhver tid kan forlange, at software i PCOM patches og opgraderes, når sikkerhedshensyn kræver dette. Nødvendige opgraderinger vil altid følge en opdatering i den af Energinet Elsystemansvar A/S udgivne tekniske specifikation til PCOM.</p>
543 & 595		Dansk Energi	Red.		<p>”Test af informationssnit [for transmissionstilsluttede anlæg] gennemføres...”</p>	<p>Afvist.</p> <p>Allerede implicit jf. afsnit 5.1.</p>
546 & 599		Dansk Energi	Teknisk	<p>Teksten beskriver krav til test af transmissionstilsluttede anlæg, men undlader distributionstilsluttede anlæg.</p>	<p>” Test med transmissionstilsluttede [og distributionstilsluttede] anlæg skal aftales...”</p>	<p>Afvist.</p> <p>Gælder kun transmissionssystemer, jf. afsnit 5.1 hhv. 6.1</p>

551		Dansk Energi	Teknisk	<p>"bemandet kontrolcenter" er et nyt begreb. Der vil ikke altid være en skarp linje mellem et bemandet eller ubemandet kontrolcenter pga. af stadig stigende automatisering.</p> <p>I TF 5.8.1 findes et bedre begreb, nemlig "Netvirksomheds Kontrolrum", uden henvisning til bemanning.</p>	<p>Tydeliggør, hvad der menes med "bemanning" af kontrolcentre.</p> <p>Og beskriv, hvilke netvirksomheder og anlæg, der skal have et online kontrolcenter, eller henvis til hvor beskrivelsen findes.</p>	<p>Beredskabslovgivningens BEK 1024/2007 §13 anvender termen "døgnbemandet kontrolrum" i modsætning til "ubemandet kontrolrum". Termen fjernes dog fra dokumentet og erstattes med "netvirksomhedens kontrolsystem". Samtidig fjernes referencer og relevans for "Nettelegraf" og "Produktionstelegraf", da disse er implementeret under dansk lov. Jf. forslag til ny version af TF for Produktionstelegraf vil denne fortsat understøttes af TASE.2.</p>
671		Dansk Energi	Red.	<p>Der henvises til en "eksisterende model", men et nyt anlæg har ikke en eksisterende model.</p>	<p>Skriv "en alternativ model" i stedet for.</p>	<p>Her menes eksisterende måde at navngive og udveksle information. Teksten præciseres til: "... overgå til alle eller dele af kravene i kapitel 3-6, eller om tidligere TF 5.8.1 krav anvendes".</p>
346		Vattenfall	Red.	<p>Ordet "samarbejdsparere" Menes der ikke "samarbejdspartner"?</p>		<p>Rettet.</p>
378 & 381 & 385		Vattenfall	Teknisk	<p>Henvisning i note 6, 7 og 8 til ENDK udgivne tekniske specifikationer.</p> <p>Det er uklart hvilke specifikation, der menes helt præcis. En henvisning til placering af disse og/eller et ENDK dokument nr. vil være nødvendigt for at kunne overholde disse krav.</p>	<p>Præcisér henvisning mere nøjagtigt.</p>	<p>Termen ændres til "Teknisk bilag – IEC 61850 specifikation".</p>

384-396		Vattenfall	Teknisk	Der står, at man som minimum skal understøtte logiske noder i henhold til IEC61850. Men i linje 386 kan man vælge, at bruge IEC 61400-25-2. Dette er modsigende krav, da I har lavet nogen minimums krav til logiske noder, som ikke er i henhold til IEC61400-25-2. Eks: så er Power management i kravet LN: DPWC. Dette er i IEC61400-25-2 LN: WAPC og WRPC. Derfor ikke realistisk, at kunne vælge IEC61400-25-2 når I sætter minimumskrav til LN. Der er ej heller reference til IEC61400-25-2 som information modellering i afsnit 6.2.2 i kravdokument nr. 3.	Enten slette brugen af IEC61400-25-2 eller ændre minimumskrav i linje 388 med en undtagelse hvis IEC61400-25-2 bruges, kan man se bort fra disse krav.	Afvist. For at sikre harmonisering af informationsudvekslingen er den normative signalliste bygget op informationsmodellen IEC 61850-7-x for alle anlæg, uanset type. Mulighed for vindanlæg at bruge IEC 61400-25-2 sker, hvor information specifikt for vindanlæg udover den normative signalliste skal udveksles.
422		Vattenfall	Teknisk	Hvad er lukket datanet? Er det en forbindelse direkte mellem produktionsanlæg og ENDK i PCOM?	Afklaring. Specificér dette nærmere	"Energinets lukkede private netværk" præciseres i afsnit 1 "Terminologi, definitioner og forkortelser".
424		Vattenfall	Teknisk	Hvad menes med to uafhængige tidskilder? Er det flere tidsserver med hver deres GPS eller kan det være samme?	Afklaring. Specificér dette nærmere	Teksten præciseres.
422-424		Vattenfall	teknisk	Hvad er kravet til i dette tilfælde? Gælder det alle anlægs enheder, som skal have tidsynkronisering med NTP enhed på STRATUM-0 niveau? Eller er det kun Data communication serveren mellem anlæg og ENDK?	Afklaring. Specificér dette nærmere	Teksten simplificeres så flere tidskilder er mulige, fx NTP, PTP, eget GNSS-ur. Samlet tidsnøjagtighed for tidsstempel skal overholdes, jf. kravdokument nr. 1.
443-445		Vattenfall	teknisk	Dette krav på 250ms. Vil ikke være muligt at garantere i alle tilfælde da man er afhængig af Internet udbyderens routing. Det er ligeledes svært at eftervise for alle tilstande af en internet udbyders routinger.	Ændr krav uden definition af tidsgrænse.	Tiden er rettet til en samlet tid fra PCOM til levering hos netvirksomhedens ISP (T3+T4) på 500 ms. Dette kan accepteres, når den samlede leveringstid fra PCOM til TSO for anlæg tilsluttet distributionssystemer ikke overstiger 5 sekunder, og 1 sekund for anlæg tilsluttet transmissionssystemet.
446-448		Vattenfall	teknisk	Vil eftervisning via ICMP være tilstrækkelig som test af dette tidskrav?		ICMP ping kan accepteres. Gennemførelse af test aftales iht. afsnit 4.3 med den relevante driftsmåleansvarlige virksomhed.
557		Vattenfall	Redaktionel	Manglende henvisning i teksten	Ret med den rigtige henvisning	Henvisningen rettes.

688		Vattenfall	Generel	Ingen henvisning til IEC61400-25-2 trods nævnt i kravdokument nr. 3 hvorfor?		IEC 61400-25-2-referencen er listet sammen med IEC 61850-7-x informationsmodel-standarderne.
344		Radius Elnet	Redaktionelt	Anvend "OT-sikkerhedskrav", for at præciserer hvad der menes, altså logiske/SW sikkerhedsforhold		Sikkerhedskrav henviser til afsnit 4.2.5 af samme navn.
395-396		Radius Elnet	Teknisk	Planer var vel fravalgt, under drøftelserne da disse udveksles ad andre kanaler	slettes	For at undgå fremtidige omkostningstunge ændringer skal anlæggets sikre IEC 61850-server være forberedt til udveksling af planer.
408 - 411		Radius Elnet	Generel	Usikkert hvilket scenarie der her er tale om?	En tydeligere formulering af hvilken type signaler der er tale om ønskes.	I teksten præciseres, at det drejer sig om udveksling lokalt på station. Hvilke informationer der udveksles lokalt på stationer aftales bilateralt.
415		Radius Elnet	Teknisk	Det er vigtigt at alle objektændringer tidsstemples i de lokale RTU'er/SRO-anlæg, med de angivne tidskilder tilsluttet		Korrekt. Tidskvalitet og tidsstempeling specificeres i NGF kravdokument nr. 1.
431		Radius Elnet	Teknisk	Hvorfor ? - hvis der er tilstrækkeligt båndbredde er det vel ikke noget problem at anvende den samme forbindelse?	Præcisering af at der ønskes en logisk adskillelse – gerne samme fysiske forbindelse	Korrekt. I teksten præciseres at proces-driftsnetværket skal være logisk adskilt, jf. krav om IT-netværkssikkerhed.
437		Radius Elnet	Teknisk	Afsnit 4.3.2. = 250 mS - hvorfor dette hårde krav, hvis tidsstemplingen overholde krav til præcision? - husk der kan være tale om Internet forbindelser – ingen QoS....		Tiden er rettet til en samlet tid fra PCOM til levering hos netvirksomhedens ISP (T3+T4) på 500 ms. Dette kan accepteres, når den samlede leveringstid fra PCOM til TSO for anlæg tilsluttet distributionssystemer ikke overstiger 5 sekunder. Metoden for beskrivelse af tidsforsinkelsen er ændret, så ansvaret tydeligere deles mellem anlæg og driftsmåleansvarlig. Tiderne justeres, så de afspejler behovet for den samlede maksimale tidsforsinkelse mellem anlæg og Energinet. Og der tilføjes fleksibilitet mellem tiderne for anlægs hhv. netvirksomhedens interne og eksterne netværk.

443		Radius Elnet	Teknisk	Procesanlæg -> DSO < 250 mS - det er også et ualmindeligt hårdt krav - kan ikke lade sig gøre ! Undtagelserne fra Dok 2 og 3 skal ind her husk der kan være tale om Internet forbindelser – ingen QoS.... Endvidere vil de mindre anlæg hjemtages via f.eks. GPRS.....		Tiden er rettet til en samlet tid fra PCOM til levering hos netvirksomhedens ISP (T3+T4) på 500 ms. Dette kan accepteres, når den samlede leveringstid fra PCOM til TSO for anlæg tilsluttet distributionssystemer ikke overstiger 5 sekunder. Iht. netværks QoS for ISP skal klasse 3 eller bedre (iht. ITU-T Y.1541) overholde krav om maksimal tidsforsinkelse bedre end 400 ms. Alle Internet klasser specificerer ” Upper bound on the packet loss probability” til 1x10 ⁻³ .
451		Radius Elnet	Teknisk	Jeg synes at de omtalte "mindste krav" og Netværkssikkerhed, er 2 forskellige emner. Hvis der her menes driftssikkerheden/opetid er det mere sigende. Netværkssikkerheden omtales mere eksplicit under 4.2.5		Accepteret. Bemærkning om netværkssikkerhed flyttes til afsnit 4.2.5 om netværkssikkerhed.
458		Radius Elnet	Generelt	Som tidligere nævnt mener jeg IKKE dette afsnit er relevant, idet rammerne for Fysisk Sikkerhed er defineret under klassificeringen af de enkelte anlæg, rent beredskabsmæssigt.	Skal måske reformuleres til anbefalinger, i stedet for krav ("skal" erstattes med "bør").	Afsnittet om fysisk sikkerhed er justeret og koordineret med beredskabslovgivningen. Afsnittet er fortsat relevant, da beredskabslovgivningen ikke stiller specifikke krav til sikring af datakommunikationsinstallationer og ikke stiller krav til forbrugsanlæg eller produktionsanlæg under 25 MW.
468		Radius Elnet	Teknisk	Dette skal afstemmes med 4.2.4 - 1. afsnit		Accepteret. Afsnit 4.2.4 er justeret, så netværk skal være logisk adskilt.
477		Radius Elnet	Teknisk	"Digitale styresystemer" er ikke sigende nok. Kald det Proceskontrol systemer - eller OT-systemer, adskilt fra administrative IT-systemer. Der kunne anbefales en DMZ.	Alternativt ordvalg foreslås.	Termerne præciseres til "tekniske driftsrelaterede proceskontrolsystemer".

487-492		Radius Elnet	Teknisk	Dette der endnu ikke er klart på markedet? - det bør fremhæves at tilgængeligheden af teknologien er en forudsætning for gennemførelsen.		Standarden IEC/TS 62351-4 har været specifikation siden 2007 og er opdateret til international standard i 2018. Kommercielle produkter findes allerede, men i begrænset omfang. Implementeringen gennem overgangsordningen sikrer parallel implementering af produkter i flere IEC 61850 med IEC 62351-4-sikkerhed i flere europæiske lande, herunder ikke mindst i Tyskland. Herudover er Energinet i dialog med en række internationale leverandører, som har vist interesse for de danske og europæiske IEC 61850-specifikationer med IEC 62351 cybersikkerhed.
511		Radius Elnet	Teknisk	Krav til test bør også være gældende for DSO tilsluttede anlæg.		Accepteret. Teksten præciseres så også idriftsættelse af anlæg tilsluttet distributionssystemer afhænger af test af den tekniske udveksling af information.
528		Radius Elnet	Redaktionelt	Noget er gået galt ? – henvisning fejler		Henvisningsfejlen rettes.
535		Radius Elnet	Generelt	Der udveksles jo også informationer via TASE 2 i rigt mål...?	Det bør præciseres hvilke signaler der udveksles lokalt, og hvilke der kan udveksles via Tase2.	Accepteret. Teksten præciseres.
546		Radius Elnet		Krav til test bør også være gældende for DSO tilsluttede anlæg.		Afvist. Jf. afsnit 5.1 gælder kravet kun stationer tilsluttet direkte til transmissionssystemet.
551		Radius Elnet	Generelt	Det er vigtigt uanset om kontrolrummet er bemandet eller ej - informationerne skal jo også anvendes ved en automatiseret model...		Termen "bemandet" fjernes fra dokumentet og erstattes med "netvirksomhedens kontrolsystem". Samtidig fjernes referencer og relevans for "Nettelegraf" og "Produktionstelegraf", da disse er implementeret under dansk lov. Jf. forslag til ny version af TF for Produktionstelegraf vil denne fortsat understøttes af TASE.2.
557		Radius Elnet	Redaktionelt	Noget er gået galt ? – henvisning fejler		Henvisningsfejlen rettes.

568		Radius Elnet	Redaktionelt	Bør skrives tydeligere, hvad der menes. Lægges der op til ICCP eller 61850? Et forklarende eksempel ...		Afsnittet er fjernet, og kapitel 6 fokuserer på udveksling med netvirksomhedens kontrolsystem.
584		Radius Elnet	Teknisk	Er dette anderledes end i dag – hvor der anvendes en gensidigt aftalt naming.... IKKE ENTSO-e baseret – hvordan med overgangsordning, hvis der skal en standard til...?		Alle netvirksomheder anvender i dag denne navnekonvention. Der kan dog være enkelte signaler, som følger tidligere navnekonventioner. Disse rettes iht. Overgangsordningen.
587		Radius Elnet	Teknisk	Er indholdet af hele 6.2.3 muligt med dagens muligheder? – ellers bør det fremhæves at tilgængeligheden af teknologien er en forudsætning for gennemførelsen.		Ja. Kommercielle add-on produkter findes for IEC 62351-4:2018 eller IEC/TS 62351-4:2007 og flere SCADA leverandører har implementeret IEC/TS 62351-4:2007 i TASE.2/ICCP gateways. SCADA leverandører, som ikke allerede har IEC 62351-4:2018 (SecureMMS) implementeret, får nu 3 år til at implementere. Enkelte leverandører svarer, at denne implementering tager 6 mdr.
594		Radius Elnet	Teknisk	Der bør også defineres test for informationsudveksling til og via DSO'erne, som forudsætning for idriftsættelse.		Kapitel 6 omhandler udveksling af information mellem TSO og kontrolrum, hvorfor udveksling via DSO ikke er en del af dette kapitel. Krav til test af information fra anlæg tilsluttet distributionssystemer beskrives i afsnit 4.3.
605		Radius Elnet	Teknisk	Der mangler en præcisering af overgangsordning fra TASE.2 til IEC61850... mellem DSO og TSO + en overgang til ENTSO-E, hvis det er målet for TASE.2 udveksling.		Korrekt. Der er tilføjet en overgangsordning til informationsudveksling mellem netvirksomheders kontrolsystemer og Energinet Elsystemansvar A/S.

626-628		Radius Elnet	Generelt	<p>DSO skal sende signaler for alle anlæg tilsluttet < 100kV, ex. D-anlæg på SMV tilsluttet på 30 kV, DTU KV, HIL KV ,HLS KV...).</p> <p>Disse anlæg skal udvides til at have et IEC61850 interface mod DSO senest pr. 1.7.2022.</p> <p>Disse anlæg kommunikerer allerede direkte til ENDK (ex. Via Ørsted Power), skal de vedblive at gøre dette eller skal denne kommunikation nedlægges ?</p>		<p>D-anlæg skal etablere et PCOM med IEC 61850 senest 1.7.2022. Det er en aftale mellem Energinet, Dansk Energi og netvirksomhederne, at Energinet kun i en begrænset periode (op til 2 år) kan hente information direkte, hvorefter information skal udveksles via DSO. Energinet, Ørsted og Radius kan aftale, at redundant føringsvej kan gå via centrale system hos Ørsted Power.</p>
655		Radius Elnet	Teknisk	<p>Hvis anlæggene er distributionstilsluttet, er DSO også aftalepart ? - kan føre til at DSO'erne skal være klar før 1. januar 2022</p>	<p>DSO'er bør tilføjes som aftalepart, og deadline for disse anlæg bliver så 1.1.2022.</p>	<p>Korrekt. Kravene i kapitel 3-6 inkluderer DSO som aftalepart. I tekst præciseres, at det er krav som følger Energinet udbudsbetingelser for systemydelse: (Anlæg der leverer systemydelse skal leve op til krav i de gældende udbudsbetingelser, men dog overgå til den i kapitel 3-6 fastsatte krav senest den 1. juli 2022)</p> <p>Afsnit 7.4.2 vedr. "levering af systemydelse efter nye udbud" udgår.</p>
669		Radius Elnet		<p>Hvilken eksisterende model ?- alternativ model valgt af DSO (ex. 104 på VPN) og dedikeret RTU, finansieret af Anlægssejer ?</p>		<p>Teksten præciseres med henvisning til tidligere TF 5.8.1.</p>
182	afs. 1.11	Ørsted	Teknisk	<p>"PCOM står for Point of Communication og beskriver den grænseflade mellem anlægget og eksterne aktører,.."</p> <p>Her kan få det indtryk at der skal være en PCOM snitsted pr. anlæg. Selv om der på arbejdsgruppe mødet flere gange er blevet gjort klart, at flere anlæg godt kan dele det samme "PCOM" snitsted.</p>	<p>Tilføjelse til definition af PCOM, at " Anlægssejer, som har flere anlæg, kan vælge at samle data udveksling fra flere anlæg i et PCOM snitsted."</p> <p>Eller på anden måde gør det klar, at en Anlægssejer har lov til at samle flere anlæg på samme PCOM.</p>	<p>Det fastholdes, at PCOM specificeres som et sted på det enkelte fysiske anlæg.</p> <p>Specifikation af kommunikationsveje for transmissionstilsluttede anlæg tillader, at information fra flere PCOM kan føres via et fælles system, så længe tidskrav og uafhængighed af offentlige it- og telenetværk overholdes.</p>

358	Afs.4.1.3	Ørsted	Teknisk	<p>For data fra <i>eksisterende anlæg</i> kan eksisterende forbindelser via netvirksomhedens SCADA anvendes, hvor forbindelsen fra netvirksomhed til Energinet Elsystemansvar A/S opgraderes til sikker IEC 60870-6 (TASE.2) jf. afsnit 4.2.5.3 vedr. SecureMMS, jf. dog overgangsordningen i afsnit 7.</p> <p>Hvordan skal henvisning til "overgangsordningen i afsnit 7." forstås. Afsnit 7 beskriver bare en dato'erne for de enkelte anlægstype for hvornår alle krav fra afs.3-6 skal være opfyldt.</p> <p>Hvis det er en undtagelse omkring implementering. Så giver ikke mening om at henvis til afsnit 7. Da den henviser tilbage til afsnit generelle krav i afsnit 4. Det er henvisning som løber i ring.</p> <p>Forventer overstående skal forstås således at TASE.2 kommunikation kan fastholdes efter overgangsdatoen specificeret i afsnit 7. Hvis TASE.2 forbindelse opgraderes til at overholder krav angivet i afsnit 4.2.5.3.</p>	<p>Gør det mere tydeligt at TASE.2 kan anvendes for eksisterende anlæg efter overgangsdatoen specificeret i afsnit 7. Samt at overgangsdatoen specificeret i afsnit 7 er dealline for, hvornår kravende i 4.2.5.3 skal være opfyldt.</p>	<p>Dette afsnit forstås således, at indtil ændringen skal finde sted iht. Overgangsordningen, kan netvirksomheden beholde eksisterende kommunikationsveje fra anlæg til Energinet.</p> <p>Det præciseres, at denne overgang gælder distributionstilsluttede anlæg.</p> <p>Tilsvarende kan transmissionstilsluttede anlæg beholde eksisterende kommunikationsveje, indtil ændringen skal finde sted iht. Overgangsordningen.</p> <p>Kommercielle add-on produkter findes for IEC 62351-4:2018 og IEC/TS 62351-4:2007 og flere SCADA leverandører har implementeret IEC/TS 62351-4:2007 i TASE.2/ICCP gateways. SCADA leverandører, som ikke allerede har IEC 62351-4:2018 (SecureMMS) implementeret, får nu 3 år til at implementere. Enkelte leverandører svarer, at denne implementering tager 6 mdr.</p> <p>Overgangen til IEC 61850 for information fra fysiske anlæg følger anvisningerne om harmonisering af valg af standarder til informationsudveksling i elsystemsammenhæng fra EU-kommissionens Smart Grid Task Force, såvel som ENTSO-E vejledning til implementering af specifikationer for data- og informationsudveksling iht. EU-forordningen SO GL. Det er på denne baggrund aftalt med de danske netvirksomheder, at udveksling af information fra alle anlæg på sigt overgår til IEC 61850.</p>
-----	-----------	--------	---------	---	--	---

358	Afs.4.1.3	Ørsted	Teknisk	<p>For data fra <i>eksisterende anlæg</i> kan eksisterende forbindelser via netvirksomhedens SCADA anvendes, hvor forbindelsen fra netvirksomhed til Energinet Elsystemansvar A/S opgraderes til sikker IEC 60870-6 (TASE.2) jf. afsnit 4.2.5.3 vedr. SecureMMS, jf. dog overgangsordningen i afsnit 7.</p> <p>Her får man indtrykket af det kun er kommunikation fra eksisterende anlæg via netvirksomhedens til Energinet, som forsat har lov til at anvende TASE.2.</p> <p>Hvad med el producerende anlæg, som er tilslutte direkte til transmission nettet. Forventer at der er indeholdt i denne formulering.</p>	<p>Gør det typelig at el-producerende/ forbrugende anlæg, som er direkte tilslutte til transmission nettet også er omfattet af denne formulering.</p>	<p>Dette afsnit gælder anlæg tilsluttet distributionssystemet. Dette præciseres.</p> <p>Dette afsnit forstås således, at indtil ændringen skal finde sted iht. overgangsordningen, kan netvirksomheden beholde eksisterende kommunikationsveje fra anlæg til Energinet.</p> <p>Tilsvarende kan transmissionstilsluttede anlæg beholde eksisterende kommunikationsveje, indtil ændringen skal finde sted iht. Overgangsordningen, dvs. overgang til IEC 61850 senest 1. juli 2021.</p>
363	Afs.4.1.3	Ørsted		<p>For data fra <i>eksisterende anlæg</i> tilsluttet transmissionssystemet kan Energinet Elsystemansvar A/S dispensere for placering af PCOM et sted i det enkelte anlæg, når dette sted allerede har adgang til Energinets lukkede private netværk, jf. dog overgangsordningen i afsnit 7.</p> <p>Igen, hvad dækker linje ” jf. dog overgangsordningen i afsnit 7.” over?</p> <p>Er det tidspunktet for, hvornår dispensation skal søgt/givet/godkendt?</p>	<p>Mere præcis formulering af det er godkendelse, som skal være i hus inden udløb af dealline datoerne angivet i afsnit 7.</p>	<p>Tidspunkterne i afsnit 7, ”Overgangsordning”, anfører de tidspunkter ændringerne skal være gennemført, herunder godkendt.</p> <p>Teksten præciseres i afsnit 7.</p>

427	Afs.4.2.3.2	Ørsted	Teknisk	<p>Denne tidskilde skal være Stratum-1 klasse eller bedre, og den skal synkronisere med mindst to uafhængige GNSS-satellitssystemer.</p> <p>Det hvad er formålet med krav om "synkronisere med mindst to uafhængige GNSS-satellitssystemer."?</p> <p>Fordi at et GNSS-ur enhed har i forvejen forbindelse med rigtig mange satellitter. Hvor hver satellit har sit eget atomur. Så dette setup bør give rigelig redundans i sig selv.</p>	Fjern kravet om mindst to uafhængige GNSS-satellitssystemer.	<p>Afvist.</p> <p>I kritiske situationer er det særligt vigtigt, at tidssynkroniseringen mellem digitalt udstyr er intakt. Samtidig er det af Det Tværministerielle Rumudvalg vurderet, at dansk elforsyning er sårbar overfor GNSS, hvis der kun anvendes et enkelt system. Se: https://ufm.dk/aktuelt/nyheder/2019/ny-analyse-rapport-ser-pa-danmarks-sarbarhed-over-for-satellitnedbrud</p> <p>Rapporten anbefaler, at der arbejdes på en uafhængig dansk tidskilde.</p>
429	Afs.4.2.3.2	Ørsted	Teknisk	<p>Anlæggets egne kontrolsystemer skal have samme tidsreferencen som PCOM.</p> <p>På aktør mødet blev gjort klar, at betydning af overståender er at Kontrolsystemer og PCOM skal sætte til at køre samme tidszone. (UTC tid)</p> <p>Men overstående formulering kan misforstås, som i krav om at Kontrolsystemer og PCOM skal forsynes fra samme tids kilde. Hvilket i nogle tilfælde være umuligt at overholde rent praktisk.</p>	<p>Omformulere teksten, således det er helt klar at Kontrolsystemer og PCOM skal sætte til at køre med samme tids-zone.</p> <p>Som vi forventer at via Spor1 bliver defineret til at være UTC tid. (UTC+0)</p>	<p>Det er korrekt, at både kontrolsystem og PCOM skal være synkroniserede med UTC-tid.</p> <p>Teksten præciseres.</p>
434	Afs. 4.2.4	Ørsted	Generelt	<p>For transmissionstilsluttede anlæg skal etableres en fysisk privat forbindelse til Energinets lukkede private netværk.</p>	<p>Er der foretaget en økonomisk konsekvensberegning for etablering af en fysisk forbindelse? Det er ikke en billig løsning, og hvordan kan den omkostning kompenseres?</p>	<p>Det er vurderet, at dette ikke får konsekvens for eksisterende anlæg tilsluttet transmissionssystemet, da jf. afsnit 4.1.3 kommunikationsvejen "... hvor data fra PCOM for flere anlæg tilsluttet transmissionssystemet samles i et fælles centralt kontrolsystem kan anlægsejer etablere en sikker IEC 61850 server og udveksle data herfra".</p>

441	Afs. 4.2.4	Ørsted	Teknisk	Netværk - Båndbredden for forbindelsen ind (download) og ud (upload) af PCOM skal være mindst 3Mbit + 1Mbit pr. målte elproduktions-/forbrugskilde.	Bør angives som en vejende anbefaling i stedet for et fast krav. Og tekst bør flytte over i den teknisk vejledning.	Afvist. Det er vigtigt, at anlægsejere af kravdokumentet til de nationale gennemførelsesforanstaltninger for SO GL kan vurdere omkostningen ved implementering af de IEC 61850-baserede PCOM-installationer. Det er korrekt, at kravdokumentet til de nationale gennemførelsesforanstaltninger for SO GL ikke har vejledende karakter. Eventuelle vejledninger placeres i Teknisk bilag – IEC 61850 specifikation.
443	Afs. 4.2.4	Ørsted	Teknisk	Anlægsejeren skal vælge en netværks- og Internet-løsning med en kvalitet, som sikrer, at forsinkelsen (inkl. latency) fra anlæggets centrale system til netvirksomheden ikke overstiger 250 ms.	Anlægsejer kan kun være ansvarlig for kvalitet af forbindelse til Internet-gateway på sin forbindelse. Hvilken forbindelse netvirksomheden anvender kan aldrig være anlægsejerens ansvar.	Accepteret. Tidskrav opdeles således, at anlægsejer kun er ansvarlig for tidskrav i egne netværk eller for valg af egen internetløsning.

446	Afs. 4.2.4	Ørsted	Teknisk	<p>For transmissionstilsluttede anlæg skal vælges en netværksløsning med en kvalitet, som sikrer at forsinkelsen (inkl. latency) fra anlæggets centrale system til Energinets private netværk ikke overstiger 100 ms.</p> <p>Da kravende til skærpet IT-sikker medføre at signalvejen bliver længere p.g.a. flere efter hinanden komponenter som firewalls og adskilte netværksdomæner. Hver komponent i kæde koster en forsinkelse. Så her man kunne komme ud i situationer, hvor man skal vælge imellem hastighed kontra IT-sikkerhed. I den virkelige verden vil seriøse virksomheder nok vælge IT-sikkerhed, frem for kunne leve op til et krav om signaloverførelse på 100ms.</p> <p>Bemærk: store SCADA systemer vil typisk have en scan tiden internt i anlægget ligge omkring 100ms for en almindelig driftsmåling. Samt at en realtidsmåling vil først blive opdateret, når driftsmåling har flytte sig en for defineret værdi (f.eks. 0,5% af fuldlast området) i forhold til sidste afsendte værdi. Derfor vil det typisk være meget vilkårlig, hvornår et realtidsmål bliver opdateret.</p>	<p>Da data tidsstemples af kontrolsystemet, så bør det ikke have nogen praktisk betydning om data er 100ms eller 5 sekunder undervejs.</p> <p>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.</p>	<p>Tiden er rettet til en samlet tid fra PCOM til levering hos netvirksomhedens ISP (T3+T4) på 500 ms. Dette kan accepteres, når den samlede leveringstid fra PCOM til TSO for anlæg tilsluttet distributionssystemer ikke overstiger 5 sekunder og 1 sekund for anlæg tilsluttet transmissionssystemet.</p> <p>Metoden for beskrivelse af tidsforsinkelsen er ændret, så ansvaret tydeligere deles mellem anlæg og driftsmåleansvarlig.</p> <p>Tiderne justeres, så de afspejler behovet for den samlede maksimale tidsforsinkelse mellem anlæg og Energinet, og der tilføjes fleksibilitet mellem tiderne for anlægs, hhv. netvirksomhedens, interne og eksterne netværk.</p> <p>Kravedokument nr. 1 til de nationale gennemførelsesforanstaltninger for SO GL anviser en maksimal tid på 500 ms for anlæg tilsluttet transmissionssystemet fra måledata registreres i dataopsamlingsenheden til data leveres i PCOM. Netværkstiden fra PCOM til Energinets netværk er derefter 100 ms.</p> <p>Erfaringer fra projekter, herunder CHPCOM, på decentrale kraftvarmeværker er, at netværkstider, inkl. firewall og fast fortrådet internet, typisk er 20-30 ms. Netværkstiderne på lukkede private netværk er erfaringsmæssigt altid hurtigere.</p> <p>Det er vigtigt, i takt med at andelen af vedvarende energikilder skal øges, elsystemet bliver mere dynamisk og elnettet samtidig skal udnyttes bedre for elmarkedet og elproducenterne, at Energinet har stadigt hurtigere reguleringsmuligheder. Det vurderes derfor nødvendigt, at Energinet hurtigere kan få driftsmåledata fra anlæg tilsluttet transmissionssystemet.</p>
-----	------------	--------	---------	---	---	---

565 (246)	Afs. 6.1	Ørsted	Generelt	<p>Udveksling af operatørrelateret information mellem kontrolcentre, så som for <i>Produktionstelegraf</i>, håndteres jf. afsnit 6.</p> <p>Denne linje beskriver at Produktionstelegraf (TF 5.3.4.2) er indeholdt i Kravdokument no3.</p> <p>Men i afsnit 2.2 omkring Afgrænsning af anvendelse af Kravdokument no3. omkring Produktionstelegraf (TF 5.3.4.2) ikke nævn.</p>	<p>Bør medtages i afsnit afsnit 2.2 omkring Afgrænsning af anvendelse af Kravdokument no3.</p> <p>Eller skal alt omkring Produktionstelegraf (TF 5.3.4.2) fjernes.</p>	<p>Alt omkring Produktionstelegraf (TF 5.2.4.2) fjernes. Samtidig fjernes referencer og relevans for "Nettelegraf".</p> <p>Disse er implementeret under dansk lov og hører derfor ikke til i dette kravdokument til de nationale gennemførelsesforanstaltninger for SO GL</p>
565	Afs. 6.1	Ørsted	Generelt	<p>Udveksling af operatørrelateret information mellem kontrolcentre, så som for Produktionstelegraf, håndteres jf. afsnit 6</p> <p>De standard som bringes i anvendelse for "Krav for navngivning (4.1.2) og Standarder for informationsmodel (4.2.2) giver ikke mening i forhold til beordring signaler tilhørende Produktionstelegraf (TF 5.3.4.2).</p>	<p>Gør det klar at signaler tilhørende tilhørende Produktionstelegraf (TF 5.3.4.2) er fritager fra krav beskrevet i afsnit 4.1.2 og 4.2.2</p>	<p>Alt omkring Produktionstelegraf (TF 5.2.4.2) fjernes fra dette kravdokument til de nationale gennemførelsesforanstaltninger for SO GL.</p>
614	Afs. 7.1.1	Ørsted	Generelt	<p>Nye <i>D-anlæg</i> tilsluttet transmissionssystemet skal anvende de i kapitel 3-6 beskrevne krav når de tilsluttes efter d. 1. oktober 2019.</p> <p>Hvad er skillelinje i mellem nye og Eksisterende anlæg?. Hvad definere tilslutning tidspunktet?</p>	<p>Mere præcis definition af, hvordan tilsluttes fastsættes. F.eks. af udarbejdelse af tilslutningsaftale er blevet påbegyndt.</p>	<p>Enig, overgangsordningen er præciseret.</p>
618	Afs. 7.1.2	Ørsted	Generelt	<p>Eksisterende <i>D-anlæg</i> tilsluttet transmissionssystemet skal anvende de i kapitel 3-6 beskrevne krav pr. 1. juli 2021.</p> <p>Fra Ørsted side har vi først mulighed for at have det implementere fra 1.januar 2023.</p>	<p>Ændre deadline fra 1. juli 2021 til 1.januar 2023.</p>	<p>Kommercielle add-on produkter findes for IEC 61850 og IEC 62351-4:2018. Flere SCADA-leverandører har implementeret IEC 61850, jf. IEC 61850-90-2.</p> <p>SCADA-leverandører, som ikke allerede har IEC 61850 med IEC 62351-4:2018 implementeret, får nu 2år+ til at implementere. Enkelte leverandører svarer, at denne implementering tager 6 mdr.</p>

626	Afs. 7.1.4	Ørsted	Generelt	<p>Eksisterende <i>D-anlæg</i> tilsluttet distributionssystemet skal anvende de i kapitel 3-6 beskrevne krav pr. 1. januar 2022.</p> <p>Fra Ørsted side har vi først mulighed for at have det implementere fra 1.januar 2023.</p>	Ændre deadline fra 1. januar 2022 til 1.januar 2023.	<p>Kommercielle add-on produkter findes for IEC 61850 og IEC 62351-4:2018. Flere SCADA-leverandører har implementeret IEC 61850, jf. IEC 61850-90-2.</p> <p>SCADA-leverandører, som ikke allerede har IEC 61850 med IEC 62351-4:2018 implementeret, får nu 2år+ til at implementere. Enkelte leverandører svarer, at denne implementering tager 6 mdr.</p>
655	Afs. 7.4.2	Ørsted	Generel	<p>Anlæg der leverer systemydelser efter udbud foretaget efter d. 1. oktober 2019 skal anvende de i kapitel 3-6 fastsatte krav og efter nærmere aftale med Energinet Elsystemansvar A/S.</p> <p>Hvad dækker overstående over?</p> <p>I dag bliver mFRR typisk udbudt/solgt for en måned af gangen. aFRR bliver både udbud/Solgt på måned basis og på dags basis aFRR. Samt FCR-N og FCR-D bliver udbudt/solgt på dags basis.</p> <p>Her ud over har vi solgt Kyndbyværker 2 år kontrakt. Samt nødstart ved Kundbyværket eller Studstrupværket på 3 års kontrakt. Disse kontrakter forventer vi falder ind under afsnit. 7.4.1.</p>	Uklar formulering omkring. Bør præciseres til at det kun drejer om ydelse udbud/solgt på flere års aftaler.	<p>Denne formulering om "Anlæg der leverer systemydelser efter udbud foretaget efter d. 1. oktober 2019" fjernes.</p> <p>Det præciseres i afsnit 7.4, at kravene vil blive anført i udbudsbetingelserne. Dog skal anlæg som leverer systemydelser senest 1. juli 2022 anvende de i kapitel 3-6 fastsatte krav.</p>
	AFs. 7	Ørsted		<p>Bemærk at Ørsted først vil kunne være klar med en fuld implementering pr. 1.januar 2023.</p> <p>Derfor vil vi beder om at deallines i afsnit 7.1.2 og 7.1.4 omkring D-anlæg ændres til denne dato.</p>		<p>Kommercielle add-on produkter findes for IEC 61850 og IEC 62351-4:2018. Flere SCADA-leverandører har implementeret IEC 61850, jf. IEC 61850-90-2.</p> <p>SCADA-leverandører, som ikke allerede har IEC 61850 med IEC 62351-4:2018 implementeret, får nu 2år+ til at implementere. Enkelte leverandører svarer, at denne implementering tager 6 mdr.</p>

193	?	EURISCO	R	Figuren (mangler ref) angiver en Secure IEC 61850 gateway og linie 193 angiver to forskellige protokoller.	IEC61850 burde fjernes fra 'Secure IEC61850 gateway' så den både kunne dække IEC 61850 og IEC 60870-6 TASE.2 Alternativt at illustrationen med PCOM kun var fra anlæg og TASE.2 derfor ikke er relevant da den er med fokus på 'Kontrolcentral-til-kontrolcentral'	IEC 61850 fastholdes, da PCOM med IEC 61850 gælder for udveksling af information med anlæg (elproduktion og fleksible forbrugsanlæg).
195	?	EURISCO	R	IEC 61850 server indgår ikke i tegningen	Tilret tegningen til kun at hedde 'Secure gateway' og skriv så i de efterfølgende afsnit at den kan indeholde følgende funktionaliteter: <ul style="list-style-type: none"> • IEC 61850 server • Proxy server • (IEC61870-6) 	'Server' tilføjet til tegning fremfor gateway. Termen 'Gateway' vælges anvendt sammen med 'Proxy' iht. Term definitioner.
202		EURISCO	R	IEC 61870-6 (TASE.2) indeholder både client og server.	Udlad server eller tilføj client	Korrekt. Server udelades.
207		EURISCO	T	Denne anvendelse af IEC61850 med 'back-to-back' er ikke en velkendt anvendelse af IEC 61850	Hvis der i princippet er tale om en 'Proxy Server' funktionalitet som skjuler det bagvedliggende netværk, brude den omdøbes til 'Proxy Server' Det anbefales at figuren illustrerer et end-to-end scenarie med anlæg/SCADA (IEC server) i den ene ende og aktør/SCADA (IEC client) i den anden. Så opstår der heller ikke forvirring om IEC61850 og TASE.2 anvendelse.	Termen er defineret for at give netvirksomheden mulighed for enten at vælge back-to-back klient/server, eller inkludere et system imellem klient og server, fx et SCADA.

		Dansk Fjernvarme		Den anførte tidsplan og de præcise krav til, hvornår de forskellige dele skal være implementeret f.eks. i 2020, 2021 osv. er alt for tidligt.		<p>Kun nye anlæg tilsluttet transmissionssystemet kræves at efterleve de fastsatte krav fra 2020.</p> <p>Flere kommercielle add-on produkter findes for IEC 61850 med IEC 62351-4:2018. Flere SCADA-leverandører har implementeret IEC 61850, jf. IEC 61850-90-2.</p> <p>SCADA-leverandører, som ikke allerede har IEC 61850 med IEC 62351-4:2018 implementeret, får nu 2år+ til at implementere. Enkelte leverandører svarer, at denne implementering tager 6 mdr.</p>
--	--	------------------	--	---	--	---

		Dansk Fjernvarme		<p>Det vil være fornuftigt om nærværende forslag til en ny informationsstandard også bliver vurderet for egnethed i relation til opfyldelse af de skærpede sikkerhedskrav inden for cyber- og IT sikkerhed.</p>	<p>Egnetheden af de specificerede standarder er vurderes i såvel EU kommissionens Smart Grid Task Force, ENISA – det Europæiske Agentur for Netværks og Informationssikkerhed, IEC, Cenelec og i de amerikanske NIST og NERC.</p> <p>Nationalt har standarderne været vurderet i både forskningsprojekter projekter, fx Second1, CHPCOM, Second2, Nordhavnsprojekt. Standarderne og sikkerhedsløsningerne har på myndighedsniveau været vurderet i forskellige sammenhænge mellem Energinet, Energistyrelsen, Digitaliseringsstyrelsen og Center for Cybersikkerhed. Senest har standarderne været vurderet i forbindelse med udarbejdelse af den nationale cyber- og informationssikkerhedsstrategi for energisektoren.</p> <p>Overgangen til IEC 61850 for information fra fysiske anlæg følger derfor anvisningerne om harmonisering af valg af standarder til informationsudveksling i elsystemsammenhæng fra EU-kommissionens Smart Grid Task Force, såvel som ENTSO-E vejledning til implementering af specifikationer for data- og informationsudveksling iht. EU-forordningen SO GL. Det er på denne baggrund aftalt med de danske netvirksomheder, at udveksling af information fra alle anlæg på sigt overgår til IEC 61850.</p>
--	--	------------------	--	---	--

Pkt. 7.4		Energi Danmark	<p>Angående Pkt. 7.4 i kravdokument 3:</p> <p>7.4.1: "Anlæg der leverer systemydelser efter udbud afholdt før d. 1. oktober 2019 kan fortsætte med den i den forbindelse aftalte informationsudveksling indtil d. 1. juli 2022"</p> <p>7.4.2: " Anlæg der leverer systemydelser efter udbud afholdt efter d. 1. oktober 2019 skal anvende de i kapitel 3-6 fastsatte krav og efter nærmere aftale med Energinet Elsystemansvar A/S"</p> <p>Disse to ovenstående formuleringer finder Energi Danmark uklare og potentielt læselige som at samtlige værker der deltager i systemydelser fra 01/10/2019 skal overholde de nye krav.</p> <p>Energi Danmark finder, at såfremt det skal læses således, er der er store udfordringer forbundet hermed:</p> <p>1) Dette er en høring der afventer en godkendelse inden implementering. Energi Danmark finder ikke der er i nærheden nok tid til at sikre, at værker der ønsker forsat at deltage i systemydelser kan være klar til at overholde de nye krav per 01/10/2019.</p> <p>2) Givet at Energi Danmark ser en betragtelig økonomisk omkostning ved, at deltage i systemydelser fremadrettet med de nye krav, så ser Energi Danmark at det kan blive yderst svært at sikre et effektivt marked for systemydelser efter 01/10/2019.</p> <p>3) Givet de nye krav, så anser Energi Danmark det som meget realistisk at mange anlæg ikke længere kan se en forretning i at deltage i systemydelser fra 01/10/2019, heriblandt vindmøller, som ellers er en succes historie i Danmark mht. deltagelse i balancering af elmarkedet, og at mange spirende projekter om små enheders deltagelse i systemydelser helt bliver lukket ned.</p>		<p>Denne formulering om "Anlæg der leverer systemydelser efter udbud foretaget efter d. 1. oktober 2019" fjernes.</p> <p>Det præciseres i afsnit 7.4, at kravene vil blive anført i udbudsbetingelserne. Dog skal anlæg, som leverer systemydelser, senest 1. juli 2022 anvende de i kapitel 3-6 fastsatte krav.</p>
----------	--	----------------	--	--	--

		Energi Danmark		<p>Angående ansvar for onlinemålinger:</p> <p>Dette ligger i dag ved netselskabet, men vi bliver i tvivl om hvorvidt dette i fremtiden, med de nye krav, overgår til anlægsejer. Såfremt dette er korrekt antaget, må det siges at være en yderst væsentlig ændring og kan potentielt have store konsekvenser. Blandt andet kan dette skabe så store barrierer for små/mindre enheder, at de helt vil afholde sig fra at deltage i markeder for systemydelser. Dermed vil vi, stik imod alles ønsker om en øgning af fleksibilitetsmængder via aggregatormodeller mv, risikere at stoppe en proces der pt. er i modning, der netop har brug for lempelige regler for at blive udbygget og modnet.</p>		<p>Det er korrekt, at ansvaret for etablering og opretholdelse af PCOM på lige det elektriske POC overgår til anlægsejeren.</p> <p>Iht. Overgangsordningens kapitel 7 skal alle anlæg, der leverer systemydelser, efter 1. juli 2022 have en PCOM-installation og udveksle information iht. IEC 61850 med IEC 62351.4. Omfanget er driftsmålesignaler specificeres fortsat i udbudsbetingelser for systemydelserne, fx signalomfang iht. RfG type B, C eller D.</p> <p>Der findes allerede i dag kommercielle RTU/PLC produkter, som opfylder disse krav. Ligeledes er mange lande i Europa og internationalt i disse år ved at skubbe på udrulning af lignende IEC 61850 baserede løsninger med IEC 62351-4 (SecureMMS), og der forventes at blive markeder med nye produkter og leverandører til at understøtte disse.</p> <p>Se fx https://shop.vde.com/de/fnn-hinweis-lastenheft-steuerbox vedr. den tyske implementering af IEC 61850 med IEC 62351-4 SecureMMS for små og mellemstore anlæg.</p>
		Energi Danmark		<p>Energi Danmark efterspørger derudover, at der tænkes over, hvordan et kommunikations-setup kunne være en gruppe af små enheder aggregeret af en BRP, der deltager i systemydelser som en samlet enhed, hvor der ses på at sikre at fleksibiliteten kan komme til markedet - uden at kravene til kommunikation gør det urentabelt.</p>		<p>IEC 61850 er defineret for såvel elbiler, ladestandere som varmepumper, elkedler og alle almindelige elproduktionsanlæg.</p> <p>Det ligger uden for hjemlen af denne nationale gennemførelsesforanstaltning at specificere, hvordan BRP eller aggregatorer udveksler information med anlæg.</p> <p>Dette udelukker dog ikke BRP eller aggregatorer fra at anvende samme PCOM-adgang til information fra anlægget, efter indgået aftale med anlægget.</p>

		Energi Danmark		Energi Danmark anmoder Energinet om at trække denne høring tilbage, og få klarlagt samtlige markedsmæssige forhold med relevante aktører, inden en ny og tilpasset høring udsendes.		<p>Afvist.</p> <p>Iht. EU-forordningen SO GL skal TSOer sammen med DSOer specificere, hvordan information og data skal udveksles mellem elsystemets ressourcer (betydelige netbrugere). Denne skal leveres til den nationale regulator, Forsyningstilsynet, i form af nationale gennemførelsesforanstaltninger for SO GL. Dette skal ske senest medio marts 2019.</p> <p>Overgangen til IEC 61850 for information fra fysiske anlæg følger anvisningerne om harmonisering af valg af standarder til informationsudveksling i elsystemsammenhæng fra EU-kommissionens Smart Grid Task Force, såvel som ENTSO-E's vejledning til implementering af specifikationer for data- og informationsudveksling iht. EU-forordningen SO GL.</p> <p>Det er på denne baggrund aftalt med de danske netvirksomheder, at udveksling af information fra alle anlæg på sigt overgår til IEC 61850.</p>
--	--	----------------	--	---	--	---