



ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
30. august 2022

Forfatter:
MYEN

NOTAT

HØRINGSNOTAT - ÆNDRING AF KRAV TIL SIMULERINGSMODELLER FOR PRODUKTIONSANLÆG (RFG BILAG 1.B)

Indholdsfortegnelse

1. Indledning	2
2. Gennemgående bemærkninger til de indkomne høringssvar	2
3. Konkrete bemærkninger til de indkomne høringssvar	2
3.1 Høringssvar til Ændring af simuleringsmodeller for produktionsanlæg, RfG Bilag 1B	2
3.2 Generelle kommentarer til høringen, som ikke kan indplaceres i ovenstående	22
4. Høringsliste	24

1. Indledning

Ændrede krav til simuleringmodeller for produktionsanlæg i henhold til RfG har været sendt i høring fra den 3. juni 2022 til den 4. juli 2022.

Der er modtaget 5 hørings svar.

Følgende har afgivet hørings svar:

Green Power Denmark

Better Energy

Vestas Wind Systems A/S

Siemens Gamesa Renewable Energy A/S

COWI

Hørings svarene har givet anledning til en række ændringer. Ændringer som følge af indkomne hørings svar er sammen med øvrige modtagende kommentarer anført nedenfor i afsnit 4. Derudover er der i anmeldelsesudgaven markeret alle steder, hvor redigering er foretaget i forhold til Energinets høringsudgave.

2. Gennemgående bemærkninger til de indkomne hørings svar

Energinet har på baggrund af høringskommentarerne lavet en række ændringer i bilag 1B. De konkrete ændringer er beskrevet i afsnit 3 i forbindelse med relevante kommentarer, og alle ændringer er markeret i anmeldelsesudgaven. De væsentligste ændringer er foretaget i forhold til den specificerede testprocedure anvendt ved modelverifikation. Ændringerne er foretaget på baggrund af et generelt ønske fra aktørerne om bedre sammenhæng med relevante standarder. Det skal her bemærkes, at testprocedurerne i første omgang var formuleret i sammenhæng med de givne nøjagtighedskrav. Derfor har ændringerne i testprocedurer også resulteret i en mindre justering af nøjagtighedskravene til asynkrone anlæg.

3. Konkrete bemærkninger til de indkomne hørings svar

3.1 Hørings svar til ændring af simuleringmodeller for produktionsanlæg, RfG Bilag 1B

Afsnit	Aktørers bemærkninger	Energinets bemærkninger
2 Linje 102-107	Kan det tænke sig at der er en situation, hvor der er tale om et synkront anlæg under 25 MW, der er tilsluttet transmissionsnettet. I så fald, hvad er kravet her til studier?	Det er en hypotetisk situation, men kravet om simuleringmodeller følger type D, som i den tænkte case vil resultere i levering af simuleringmodeller, da transmissionstilsluttede produktionsanlæg kun kan være type D produktionsanlæg. Sandsynligheden for, at et synkront produktionsanlæg med den antagne nominelle effekt tilsluttes transmissionssystemet som et enkeltstående anlæg (det vil sige ikke andet i tilslutningspunktet), er dog forsvindende lille, grænsende til usandsynlig.
2.1 Linje 138	Energinet skal være mere konkret i hvad de vil have i parameterlisten (ingen "med mere") Angiv venligst en liste med konkrete parametre som kræves. Til inspiration har GPD (Green power Denmark), med udgangspunkt i en standard, lavet en parameterliste.	Der efterspørges en parameterliste for samtlige parametre i modellen. Modeller, som skal leveres til Energinet, er anlægsspecifikke, og modelparametre er derfor forskellige fra projekt til projekt. Energinet vurderer derfor, at det ikke er hensigtsmæssigt/muligt at lave en komplet og udtømmende liste. GPD's parameterliste er lavet med udgangspunkt i en generisk modelstandard, hvor parametrene altid er ens.

<p>2.1 Linje 138</p>	<p>Energinet skal være mere konkret i hvad de vil have i parameterlisten (ingen "med mere")</p> <p>Angiv venligst en liste med konkrete parametre som kræves. Til inspiration har GPD har med udgangspunkt i en standard lavet en parameterliste.</p>	<p>Se svar ovenfor.</p>
<p>2.1 Line 177-178</p>	<p>"En samlet parameterliste, ..."</p> <p>To which models does this statement applies and what level of detail is expected? Provide a complete list of parameters without violating IP rights is challenging.</p> <p>Please specify the type of simulation models this is relevant for and IP aspects shall be considered.</p>	<p>Se svar ovenfor.</p>
<p>2.2 Linje 106, 157-159, 1652, 1668</p>	<p>I linje 106 står der, at der skal afleveres RMS, stationær og EMT modeller.</p> <p>Der står at der kan læses mere om modelverifikation mellem målinger og simulerede værdier for RMS og EMT i afsnit 4. Der står også det ikke er relevant for synkronanlæg.</p> <p>I linje 1652 står der at "verifikation ikke er påkrævet" for stationære modeller.</p> <p>I linje 1668 står der "...består modelverifikationen af følgende", når der beskrives for RMS model.</p> <p>Hvordan skal dette forstås? Skal det forstås sådan at der skal laves studier, men ikke modelverifikation for synkron anlæg?</p> <p>Det fremgår uklart helt præcist hvad kravet for RMS er. Skal der laves modelverifikation?</p> <p>Der gættes på at der er krav til stationær model og RMS studier.</p> <p>Disse skal dog ikke verificeres.</p> <p>Kravene/formuleringerne er besværlige at overskue. Det kan gælde for både anlægsejere og rådgivere.</p>	<p>Modelverifikationskrav til RMS- og EMT-modeller er forskellige for synkrone og asynkrone anlæg. Derfor beskriver afsnit 4.2 og 4.3 verifikationskrav for hver af disse anlægstyper, med underafsnit til hver modeltype.</p> <p>For at gøre dokumentet mere læsevenligt listes de overordnede leverancer i afsnit 2.2. Dette er i overensstemmelse med de anlægsspecifikke og mere detaljerede krav beskrevet i 4.2 og 4.3.</p> <p>Linje 157: Omhandler typetest af enkeltanlæg, f.eks. turbiner eller PV-inverter. Dette er derfor ikke relevant for et synkronanlæg.</p> <p>I linje 174-175 står det beskrevet, at RMS- og EMT-modeller skal verificeres inden FON, og dette gælder både synkrone og asynkrone anlæg.</p> <p>Dermed er RMS-modeller pålagt verifikationskrav uanset anlægstype.</p> <p>Linje 1652: Det er korrekt, at stationære modeller ikke skal verificeres mod test på anlæg, men sammenligning skal laves med RMS-model for kortslutninger.</p> <p>Linje 1668: Herunder står præcist, hvad skal afleveres for verifikation af RMS-model, hvilket er: Sammenligning med EMT-model inden ION Sammenligning med overensstemmelsesprøvninger inden FON.</p> <p>Energinet håber, at denne forklaring er fyldestgørende, og</p>

	En tabel med de enkelte installationers krav til simulering, samt verifikationsrapport, ville måske gøre det mere tydeligt.	ser umiddelbart ikke grund til at ændre på procesforklaringen i dokumentet.
2.2 Linje 143-145 (og andre steder)	<p>Ordet 'godkendt' virker ret striks.</p> <p>Vi mener at der skal være større tolerance ved tildeling af ION og EON.</p> <p>Fx hvis man har fremsendt 98% af ønskede data, og de sidste 2% er data som ændres under ION tiden.</p> <p>RfG lægger op til små justeringer efter ION.</p> <p>(Se formulering fra RfG: Artikel 35, stk 3 Litra D)</p> <p>Energinet er underlagt nogle forvaltningsmæssige krav, som skal overholdes. EON, ION kan ikke tilbageholdes, hvis konsekvensen ved at bremse projektet ikke proportionalt med manglerne.</p> <p>Derfor bør der i dokumentet blot stå, at simuleringmodellerne skal være leveret, som er kravet fastsat i RfG'en.</p>	<p>Jf. RfG artikel 35:</p> <p><i>"Simuleringsmodeller....og som krævet af den relevante systemoperatør"</i></p> <p>Kravet er ikke efterlevet ved bare at levere en simuleringmodel. Uden en reviewproces og godkendelse er det uvist, hvorvidt den leverede model overholder kravene (dvs. er som krævet). Energinet vurderer derfor, at en modelgodkendelse er nødvendig og i overensstemmelse med RfG'en.</p> <p>Energinet har en pragmatisk tilgang til modelgodkendelse forud for ION. Det har ikke været og bliver ikke praksis at bremse projekter grundet mindre mangler (proportionalitetsprincippet).</p>
2.2 Linje 171	<p>Hvor er krav til elkvalitet for synkroner anlæg?</p> <p>Hvis det beror på en konkret vurdering, anbefales det at skrive det bilag 1B, for at undgå at der ledes forgæves efter noget.</p>	Elkvalitetskrav for transmissionstilsluttede produktionsanlæg er fremsat i Teknisk Forskrift 3.2.7 <i>"Krav for spændingskvalitet, spændingssætning og kobling for produktionsenheder i transmissionssystemet"</i>
3.1.1 Line 188	<p>quasi-stationære egenskaber</p> <p>In this context the term refers to the short-circuit equivalent (for methods such as IEC 60909). In other places <i>quasi-stationær</i> refers to RMS dynamic (line95)</p> <p>Replace "quasi-stationær" by "short-circuit equivalent".</p>	"quasi-stationær" will not be replaced. It is Energinet's assessment that this is the best-fitting term, in both places it is used. Further, in both places, it is defined what is understood, hence Energinet does not see any risk of confusion.
Det interessante er 3.1.1 Line 200	<p>Unnecessary reference to subchapters:</p> <p><i>Anlægsejer har ansvaret for at levere en stationær simuleringmodel af produktionsanlægget til</i></p> <p><i>200 Energinet i henhold til specifikationerne i afsnit 3.1.1.1, 3.1.1.2, 3.1.1.3 og 3.1.1.4.</i></p> <p>Delete reference to subchapters</p>	Subchapter references not deleted. This seems to be a matter of preference, for a very small detail. Energinet prefers to keep the subchapter references.
3.1.2 (synkron)	Omformuler sætningen.	Kravet omhandler ikke softwareproblemer og "bugs", men

Linje 277-287	<p>Ikke retfærdigt at vi som anlægsejer skal være ansvarlig for mulige software problemer som kan forekomme fra Digsilents side (fx "bugs" ved ny service pakke).</p> <p>Da det står skrevet flere steder i dokumentet at studier skal leveres i seneste version, antages det at Energinet også anvender seneste version, og dermed har de samme "bugs".</p> <p>Dette skal skrives så det bliver et samarbejde, og at vi deler ansvaret som anlægsejer og TSO</p>	<p>derimod at måden, modellen er lavet på, har negativ indvirkning på Energinets større systemmodel. Som det står skrevet, burde dette stort set være usandsynligt, hvis alle modelkrav overholdes. Der er dog alligevel en risiko, og dette kan ikke opdages, før modellen er integreret i Energinets systemmodel.</p> <p>Det, som anlægsejer er ansvarlig for, er altså at ændre på opbygningen af sin model, således evt. problemer udbedres.</p> <p>I praksis vil dette være et samarbejde, hvor Energinet står for at identificere problemerne og give input til mulige løsninger, imens anlægsejer står for at lave selve ændringerne i sin model.</p> <p>Det er Energinets vurdering, at den anvendte formulering, "er det anlægsejers ansvar at finde en løsning på dette i samarbejde med Energinet" er tilstrækkelig dækkende for ansvar og samarbejde.</p>
3.1.2.1 Linje 321-322	<p>Punktet vedr: at relevante beskyttelsesfunktioner skal implementeres i form af blokdiagrammer med angivelse af overføringsfunktioner og sekvensdiagrammer for de enkelte elementer. Vi antager at dette ikke udelukker brugen af DlgSILENT PowerFactory globale relæbeskyttelses bibliotek til modeldannelsen?</p> <p>Præcision af punkt ønskes, så det står tydeligt at brugen af DlgSILENT PowerFactory's globale bibliotek for relæbeskyttelser kan anvendes til modeldannelsen, så der ikke er tvivl om hvad der menes i punktet.</p> <p>Hvis der anvendes simuleringmodeller fra leverandøren, bør disse accepteres som blackbox modeller.</p>	<p>Energinet har vurderet, at det skal være muligt at anvende elementer fra DlgSILENT PowerFactory globale relæbeskyttelsesbibliotek.</p> <p>Teksten er opdateret for at tydeliggøre dette.</p> <p>Ny tekst: <i>Indeholde relevante beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres ved eksterne hændelser og fejl i det kollektive elforsyningssystem, implementeret enten i form af blokdiagrammer, med angivelse af overføringsfunktioner, programmeret i DSL (DlgSILENT Simulation Language) eller via DlgSILENTS PowerFactorys indbyggede relækomponentmodeller.</i></p> <p>Yderligere er punktet omkring licenser udvidet til at omfatte "Time-Overcurrent Protection".</p> <p>Relæmodellerne i beskyttelsesbiblioteket er ikke blackbox, da de er opbygget af standardtyper (.Typ). Faktiske blackbox-modeller accepteres ikke.</p>
3.1.2.2 Line 442-447	<p>Considering model development and the experience over the last years it will be difficult to follow all the releases. As outlined in the proposal.</p> <p>SGRE would like at least 6 months for the model update to allow sufficient time for model work, including implementation, valida-</p>	<p>Energinet agrees that the current wording was not suitable and has therefore updated the text, with a new bullet (2), saying: <i>"Seneste udgave af DlgSILENT PowerFactory skal anvendes, medmindre andet aftales med Energinet."</i> This way, the PowerFactory version can be agreed upon and fixed.</p>

	tion,	
3.1.2.2 Line 442-447	<p>“..., hvilket skal afspejles i den anvendte modelstruktur m.m. Si-muleringsmodellen skal implementeres ved hjælp af DlgSILENT Simulation Language (DSL), medmindre andet aftales med Energinet.”</p> <p>This will put huge burden on the supplier, and it will delay the model implantation and testing process.</p> <p>Energinet should consider dll based models, that take advantage of automated code generation and maybe demand for c-code. dll based models are faster and more robust then dsl based models.</p>	<p>Energinet has a need for the open source DSL-based models to properly investigate potential issues during simulation and to be able to ensure model compatibility with future software updates.</p> <p>That said, the statement does say “<i>medmindre andet aftales med Energinet.</i>”</p> <p>Meaning exceptions can be made from this requirement, in special situations, where there is a good argument for why a DSL-based model cannot properly represent the given facility.</p>
3.1.2.2 Line 471	<p>“Ved initialisering skal den afledte værdi (dx/dt) for enhver af si-muleringsmodellens tilstandsvariabler være mindre end 0,0001.”</p> <p>What is the unit of this?</p> <p>Please clarify and specify in the text.</p>	<p>The unit will depend on the given model and state variable, hence specifying a unit is not possible.</p>
3.1.2.3 Linje 477	<p>Ordet minimum kan fortolkes på mange måder, også som i at Energinet kan forlange mere</p> <p>Fjern ordet minimum.</p> <p>Tilføj eventuelt sætningen ‘Flere indgangs- og udgangssignaler er dog tilladt’</p>	<p>Punktet er et krav om, at modeldokumentationen skal beskrive alle simuleringsmodellens indgangs- og udgangssignaler. En præcis liste vil være projektspecifik og dermed ikke mulig at inkludere i bilag 1B. Dermed er det helt korrekt forstået, at “minimum” betyder, at Energinet kan forlange mere, hvis modellen indeholder andre indgangs- og udgangssignaler end dem beskrevet på listen. Energinet vurderer derfor, at teksten ikke skal ændres.</p>
3.1.3 Linje 581	<p>Der står “...få Hz til få kHz.”</p> <p>Dette er for ukonkret. Der er en teoretisk risiko for at der kan komme et krav der er urealistisk at efterkomme.</p> <p>Frekvenser til bør fremgå med absolutte værdier i bilag 1B?</p>	<p>Energinet medgiver, at dette bør præciseres og har derfor ændret teksten til følgende:</p> <p><i>“Modellen skal være nøjagtig til at studere transienter på systemniveau, hvor frekvensområdet kan være op til 2 kHz.”</i></p>
3.1.3 Line 584	<p>Unnecessary reference to subchapters: <i>Anlægsejer har ansvaret for at levere en stationær simuleringsmodel af produktionsanlægget til</i> <i>200 Energinet i henhold til specifikationerne i afsnit 3.1.1.1, 3.1.1.2, 3.1.1.3 og 3.1.1.4.</i></p>	<p>Se svar til punkt linje 200.</p>

	Delete reference to subchapters	
3.1.3.1 Line 754	<p>“Kunne initialiseres på maksimalt 3 sekunders simuleringstid.”</p> <p>What is the reason behind this specific requirement. Since the EMT model like PSCAD do not have load flow solution available, initializing model with 3s will be challenging.</p> <p>This item should be reconsidered based on EMT model capabilities.</p>	<p>Models are to be used for system-level EMT studies. Therefore, Energinet needs good performance from all models integrated into the larger system model. Just for clarification, it is the simulation time and not actual time.</p> <p>It is Energinet’s assessment that models should be able to do this, when subject to normal operation conditions, and therefore the requirement is not changed.</p>
3.1.3.2 Linje 690-692	<p>EMT-modellen bør have mulighed for at anvende et tidskridt på 1-10 mikrosekunder som ikke er variabelt. Ved et fastsat tidskridt på 10 mikrosekunder må det forventes at der ansøges om et andet tidskridt end det fastsatte.</p> <p>EMT modellen skal kunne anvendes med et fast tidskridtet, som skal ligge mellem 1-10 mikrosekunder. Hvis anlægsejer ønsker at anvende et andet tidskridt som ligger uden for intervallet 1-10 mikrosekunder, skal dette godkendes af Energinet.</p>	<p>Energinet skal kunne integrere modellerne i en samlet systemmodel, hvorfor det er vigtigt, at modeller fra forskellige anlæg er kompatible med hinanden.</p> <p>Dog har nyeste PSCAD-version muliggjort, at modeller kan køres parallelt med forskellige tidskridt.</p> <p>Energinet vurderer derfor, at det ikke længere er hensigtsmæssigt at kræve ét specifikt tidskridt.</p> <p>Dog kan vilkårlige tidskridt heller ikke accepteres, da særligt meget lave tidskridt begrænser anvendelsen af Energinets systemmodel.</p> <p>Teksten er derfor opdateret til følgende: <i>”Interval for simuleringstidskridt, hvor EMT-modellen kan anvendes, skal aftales med Energinet. For anlæg med meget høj skiftefrekvens foretrækker Energinet anvendelse af ’average’ model, som beskrevet i 3.2.3.1 punkt 2.”</i></p>
3.1.3.2 Line 719	<p>13. Setpunkt for effektfaktor-regulering skal angives ved $\cos \phi$.</p> <p>How to communicate lead/lagging - by definition $0 < \cos \phi \leq 1$ for the same direction of active power?</p> <p>Additionally, the models are based on the real product interfaces; hence the setpoints of the model will reflect the physical plant communication signals.</p> <p>Remove or replace by: The model shall follow the real product interface.</p>	<p>Text has been updated to include input of lead/lagging.</p> <p><i>“Setpunkt for effektfaktor-regulering skal angives ved $\cos \phi$, og separat input som indikerer induktiv eller kapacitiv reaktiv effekt udveksling.”</i></p> <p>However, Energinet has a need for aligning the user interface of models, both to reduce the model review period and to limit the complexity of running the larger system model. Therefore, Energinet does specify the required format for some input signals.</p>
3.2.1 Line 806	<p>quasi-stationære egenskaber</p> <p>In this context the term refers to the short-circuit equivalent (for methods such as IEC 60909). In other places <i>quasi-stationær</i> refers to RMS dynamic (line95)</p> <p>Replace “quasi-stationær” by “short-circuit equivalent”.</p>	See answer to line 188.

3.2.1 Line 815	<p>Unnecessary reference to subchapters: <i>Anlægsejer har ansvaret for at levere en stationær simuleringsmodel af produktionsanlægget til</i> <i>200 Energinet i henhold til specifikationerne i afsnit 3.1.1.1, 3.1.1.2, 3.1.1.3 og 3.1.1.4.</i></p> <p>Delete reference to subchapters</p>	See answer to line 200.
3.2 (PPM) Linje 819-821	<p>Omformuler sætningen. Ikke retfærdigt at vi som anlægsejer skal være ansvarlig for mulige software problemer som kan forekomme fra digsilents side (fx "bugs" ved ny service pakke). Da det står skrevet flere steder i dokumentet at studier skal leveres i seneste version, antages det at Energinet også anvender seneste version, og dermed har de samme "bugs".</p> <p>Dette skal skrives så det bliver et samarbejde, og at vi deler ansvaret som anlægsejer og TSO</p>	Se svar til linje 277-287.
3.2 Linje 819-821 (og andre steder)	<p>Omformuler sætningen. Ikke retfærdigt at vi som anlægsejer skal være ansvarlig for mulige software problemer som kan forekomme fra digsilents side (fx "bugs" ved ny service pakke) Dette forkommer i flere afsnit</p> <p>Dette skal skrives så det bliver et samarbejde, og at vi deler ansvaret som anlægsejer og TSO</p>	Se svar til linje 277-287
3.2.1.1 Line 835	<p><i>„med angivelse af referencepunktet“</i></p> <p>The setpoint is derived from the load flow and will not always be an input.</p>	<p>Depending on the reactive power control mode, the setpoint for that control mode should be an input to the load flow solution. Energinet sees no need to change the formulation.</p>
3.2.1.2 Line 855	<p><i>2. Den anvendte modelimplementering må ikke forudsætte anvendelse af særlige indstillinger for, eller afvigelser fra, standardindstillingerne for simuleringsværktøjets numeriske ligningsløser eller på anden måde forhindre integration mellem den af anlægsejeren leverede simuleringsmodel og en større net- og systemmodel, som anvendt af Energinet.</i></p> <p>The paragraph relates to the steady state model and should not pose an issue for load</p>	<p>Energinet agrees that this will most likely not be an issue for static models, though it is not 100% certain.</p> <p>Therefore, the paragraph is kept.</p>

	flow and short-circuit	
3.2.2.1 Line 913	<p><i>“Generatornære fejl”</i></p> <p>The statement implies that shallow voltage dips (from remote faults) are not in scope.</p> <p>Please review</p>	Agreed, text have been updated and “Generatornære” removed.
3.2.2.1 Linje 940-942	<p>Punktet vedr: at relevante beskyttelsesfunktioner skal implementeres i form af blokdiagrammer med angivelse af overføringsfunktioner og sekvensdiagrammer for de enkelte elementer. Vi antager at dette ikke udelukker brugen af DlgSILENT PowerFactory globale relæbeskyttelses bibliotek til modeldannelsen?</p> <p>Præcision af punkt ønskes, så det står tydeligt at brugen af DlgSILENT PowerFactory’s globale bibliotek for relæbeskyttelser kan anvendes til modeldannelse, så der ikke er tvivl om hvad der menes i punktet.</p> <p>Hvis der anvendes simuleringsmodeller fra leverandøren, bør disse accepteres som black-box modeller.</p>	Se svar til linje 321-322.
3.2.2.1 Linje 940-942	<p>Punktet vedr: at relevante beskyttelsesfunktioner skal implementeres i form af blokdiagrammer med angivelse af overføringsfunktioner og sekvensdiagrammer for de enkelte elementer. Vi antager at dette ikke udelukker brugen af DlgSILENT PowerFactory globale relæbeskyttelses bibliotek til modeldannelsen?</p> <p>Præcision af punkt ønskes, så det står tydeligt at brugen af DlgSILENT PowerFactory’s globale bibliotek for relæbeskyttelser kan anvendes til modeldannelse, så der ikke er tvivl om hvad der menes i punktet.</p> <p>Hvis der anvendes simuleringsmodeller fra leverandøren, bør disse accepteres som black-box modeller.</p>	Se svar til linje 321-322.
3.2.2.1 Linje 942-952	<p>Det er uklart hvad deres menes i afsnittet. Vi antager at brugen af DlgSILENT PowerFactory globale relæbeskyttelses bibliotek til modeldannelsen forsat kan anvendes til modeldan-</p>	Se svar til linje 321-322.

	<p>nelse.</p> <p>Simuleringsmodeller der leveres fra leverandøren, er gennemtestede modeller med en høj validitet, hvorfor vi ikke forstår hvis Energinet med punktet mener, at aktører fremover skal levere koden bag modeller i stedet for som black box modeller. Hvis aktører skal levere koden bag modellerne, ville de skulle lave modellerne fra bunden, hvilket vil ende med et ringere produkt end det som leveres nu i form af black box modeller. Hvis dette gennemføres, vil det betyde et kæmpe arbejde for aktører, samt at Energinet modtager mindre præcis modeller. Green Power Denmark er derfor uforstående overfor begrundelsen bag dette.</p> <p>Green Power Denmark opfordrer derfor Energinet til at præcisere, at der fremover også kan anvendes DlgSILENT PowerFactory's globale bibliotek for relæbeskyttelser, og at simuleringsmodeller leveret fra leverandører accepteres som black box modeller.</p>	
3.2.2.1 Linje 945	<p>En solcellepark har ikke hastighedsregulator</p> <p>Fjern dette punkt eller lav en undtagelse for enheder som ikke har en roterende masse</p>	<p>Korrekt, tekst opdateret med undtagelse.</p> <p><i>"Indeholde produktionsanlæggets effekt- og hastighedsregulator, hvis aktuelt."</i></p>
3.2.2.1 Line 954	<p><i>10. Som minimum kunne benyttes i frekvensområdet fra 47,5 Hz til 51,5 Hz og i spændingsområdet fra 0,0 pu til 1,4 pu.</i></p> <p>Please include reference to the corresponding requirement in the RfG.</p>	<p>Reference is made to RfG in the beginning of section 3.2.2. Further, it is not necessarily the case that the model performance area is equal to the operational area defined in RfG. Hence, Energinet's opinion is that references should not be added.</p>
3.2.2.1 Line 963	<p><i>13. Være numerisk stabil ved et momentant vektorspring på op til 20 grader i tilslutningspunktet.</i></p> <p>Please include reference to the corresponding requirement in the RfG.</p>	<p>Se svar til linje 954</p>
3.2.2.2 Linje 990-991	<p>Følgende er beskrevet hvor udgangspunktet er en TSO tilslutning i en station hvor anlægget har flere felter:</p> <p>Det kan være at i visse installationer at 1 felt er "selve anlægget" og et andet felt er kompenserende. Kigges der på de 2 anlæg hver for</p>	<p>Dette er et krav til detaljegraden i den påkrævede simuleringsmodel, og har ikke nogen betydning for den faktiske installation.</p> <p>Energinet vurderer, at denne detaljegrade er rimelig og nødvendig for at kunne forstå anlæggets adfærd i tilslut-</p>

	<p>sig, er det ikke sikkert at det enkelte anlæg lever op til krav i PoC. Men samdriften af dem, gør at installationen overholder krav i PoC</p> <p>Energinet bør kun forholde sig til anlæggets adfærd i tilslutningspunktet.</p> <p>Som det fremgår her, er Energinet nede og håndhæve i installationen.</p>	ningspunktet. Kommentarer medfører derfor ingen ændring.
3.2.2.2 Linje 990-991	<p>Vi mener ikke dette er relevant for energinet.</p> <p>Energinet bør kun forholde sig til anlæggets adfærd i tilslutningspunktet.</p>	Se svar til linje 990-991.
3.2.2.2 Line 997	<p><i>8. Kunne initialiseres i et stabilt arbejds punkt, som beskrevet i ovenstående, uden yderligere manuelle betjening af både statisk og dynamisk model. Hvorved modellen skal kunne initialisere res direkte ved brug af load-flow resultat uden anvendelse af programmeringer, herunder scripts.</i></p> <p>Already stated in item 7</p> <p>Delete</p>	<p>Item 7 is about how well the model initializes, while Item 8 is more about how the initialization must be performed by the user. It is Energinet's opinion that items 7 and 8 are different.</p> <p>For this reason, item 8 will not be deleted.</p>
3.2.2.2 Line 1002	<p>Hvert input må ikke kræve justering mere end ét sted,</p> <p>Mode change and reference change are two changes.</p> <p>Review.</p>	<p>The point of this line is to say that it should not be possible to adjust the same input parameter in two places, causing these to possibly conflict. Text updated to clarify this.</p> <p><i>"Hvert enkelt input må ikke kræve justering mere end ét sted".</i></p>
3.2.2.2 Line 1011-	<p>Several requirements for "Modelformat" are functional requirements. Example 11-17 line 1011-1023</p> <p>Move or review headlines</p>	<p>This is a matter of definition, where for some items it can be argued they could be in either category. But to make the document easier to read, in some cases requirements with unclear category are kept together where most of them fit.</p> <p>For this reason, Energinet keeps the headlines as they are.</p>
3.2.2.2 Line 1011	<p><i>11. Setpunkter for aktiv effekt, reaktiv effekt og spænding skal angives i per unit, i henhold til produktionsanlæggets nominelle aktive effekt og spænding i nettilslutningspunktet.</i></p> <p>The model will reflect the interface of the real product, which will not always meet the above</p>	<p>Energinet has a need for aligning the user interface of models, both to reduce the model review period and to limit the complexity of running the larger system model. Therefore, Energinet does specify the required format for some input signals.</p> <p>Energinet assesses that it should be possible to add an</p>

	<p>description.</p> <p>The model will reflect the interface of the real product.</p>	<p>extra layer to the model user interface to comply with this format requirements. Therefore, item is not changed.</p>
<p>3.2.2.2 Line 1014</p>	<p><i>13. Det skal være muligt at skifte mellem samtlige påkrævede reguleringsfunktioner for aktiv og reaktiv effekt både før og under dynamisk simulering.</i></p> <p>What is the use case of changing control mode during simulation? If the model reflects the real product it may not allow change of any control mode during operation, which should be considered as “work as intended” as it represents the real behaviour.</p> <p>Delete sentence.</p>	<p>Text has been updated to only require what is the capability of the real plant.</p> <p><i>“Det skal være muligt at skifte mellem samtlige påkrævede reguleringsfunktioner for aktiv og reaktiv effekt både før og under dynamisk simulering, så frem dette kan gøres under drift på det virkelige anlæg”.</i></p>
<p>3.2.2.2 Line 1040</p>	<p><i>6. Have samtlige anvendte komponenttyper liggende i en separat mappe.</i></p> <p>This is not specified for the steady-state model.</p> <p>Suggest to move 3.2.1.2 and not repeat unnecessarily</p>	<p>Adjusted specification included for the static model.</p>
<p>3.2.2.3 Line 1066</p>	<p>Control mode is not specified as a model output</p> <p>Add but without detailed specification on how to provide this interface</p>	<p>Items regarding activation of control mode have been added.</p>
<p>3.2.2.3 Linje 1066</p>	<p>Ordet minimum kan fortolkes på mange måder, også som i at Energinet kan forlange mere</p> <p>Fjern ordet minimum. Tilføj eventuelt sætningen ‘Flere indgangs- og udgangssignaler er dog tilladt’</p>	<p>Se svar til linje 477.</p>
<p>3.2.2.3 Linje 1066</p>	<p>Ordet minimum kan fortolkes på mange måder, også som i at i kan forlange mere</p> <p>Fjern ordet minimum. Tilføj eventuelt sætning ‘Flere indgangs- og udgangssignaler er dog tilladt’</p>	<p>Se svar til linje 477.</p>

3.2.2.3 Line 1079	Signal for aktivering af systemværn. May not be applicable to all sites Make optional	For synchronous plants it is correct that "systemværn" is not applicable for all sites. Relevant items in section 3.1 have been updated to reflect this. Asynchronous plants of type D must always be equipped with "systemværn" capability and input signal. Therefore, the given line is not changed.
3.2.2.4.1 Line 1138	Graph in poor resolution Provide better image.	Graph updated.
3.2.2.4.1 Line 1364-1367	Tabel 3 Is this requirement also for standard models like the IEC model (61400-27)? Standard models do not have all the functionality to accurately represent WTs behavior and may therefore show wider deviations. Clarify the applicability of table 3 and consider values.	Table 3 is for the models required in section 3.2.2 and 3.2.3. Generic models, such as those from IEC (61400-27), are not accepted and not mentioned anywhere. The values for pre-fault have been updated to align with the steady state requirements in section 3.2.2.4.2.
3.2.3 Linje 1222	Der står "...få Hz til få kHz." Dette er for ukonkret. Der er en teoretisk risiko for at der kan komme et krav der er urealistisk at efterkomme. Frekvenser til bør fremgå med absolutte værdier i bilag 1B?	Se svar til linje 581.
3.2.3 Linje 1222	Der står "...få Hz til få kHz." Frekvenser til bør fremgå med absolutte værdier i bilag 1B?	Se svar til linje 581.
3.2.3 Line 1225	Unnecessary reference to subchapters: <i>Anlægsejer har ansvaret for at levere en stationær simuleringsmodel af produktionsanlægget til</i> <i>200 Energinet i henhold til specifikationerne i afsnit 3.1.1.1, 3.1.1.2, 3.1.1.3 og 3.1.1.4.</i> Delete reference to subchapters	See answer to line 200.
3.2.3.1 Line 1243	<i>"Generatornære fejl"</i> The statement implies that shallow voltage dips (from remote faults) are not in scope.	See answer to line 913.

	Please review	
3.2.3.1 Line 1273	<p><i>d. Modellen skal omfatte alle kontrol- og beskyttelsesfunktioner på anlægsniveau og inverterniveau,</i></p> <p>The term "inverter" seems not to be aligned with rest of the document ("enhed")</p> <p>Review and ensure same terminology throughout the document</p>	<p>Done.</p> <p>"inverterniveau" replaced with "enkeltanlægsniveau"</p>
3.2.3.1 Line 1305	<p><i>10. Netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal implementeres i EMT-modellen i et omfang og et detaljeringniveau, der er gyldig for EMT-studier. Dette inkluderer opsamlingskabler, transformere, filtre m.m.</i></p> <p>Not aligned with requirement for semi-aggregated/aggregated in Figure 4</p> <p>Provide reference to 3.2.5</p>	<p>It is Energinet's assessment that the two requirements are aligned. Item 10 does not specify that the model cannot be aggregated. Actually, it is an important criterion that the used aggregation method is still compliant with this item. And the need to comply with item 10 is the reason why models sometimes should be semi-aggregated instead of fully aggregated.</p> <p>Reference to section 3.2.5 is given in separate item. Therefore, text is not changed.</p>
3.2.3.2 Linje 1336-1338	<p>EMT-modellen bør have mulighed for at anvende et tidskridt på 1-10 mikrosekunder som ikke er variabelt. Ved et fastsat tidskridt på 10 mikrosekunder må det forventes at der ansøges om et andet tidskridt end det fastsatte.</p> <p>EMT modellen skal kunne anvendes med et fast tidskridtet, som skal ligge mellem 1-10 mikrosekunder. Hvis anlægsejer ønsker at anvende et andet tidskridt som ligger uden for intervallet 1-10 mikrosekunder, skal dette godkendes af Energinet.</p>	<p>Se svar til linje 690-692.</p>
3.2.3.2 Linje 1336-1338	<p>EMT-modellen bør have mulighed for at anvende et tidskridt på 1-10 mikrosekunder som ikke er variabelt. Ved et fastsat tidskridt på 10 mikrosekunder må det forventes at der ansøges om et andet tidskridt end det fastsatte.</p> <p>EMT modellen skal kunne anvendes med et fast tidskridtet, som skal ligge mellem 1-10 mikrosekunder. Hvis anlægsejer ønsker at anvende et andet tidskridt som ligger uden for intervallet 1-10 mikrosekunder, skal dette godkendes af Energinet.</p>	<p>Se svar til linje 690-692.</p>

<p>3.2.3.4 Line 1440</p>	<p><i>Yderligere for asynkrone anlæg, som er nettilsluttet via en konverter (effektelektronik-baserede anlæg),</i></p> <p>Duplicated statements?</p> <p>Delete “som er nettilsluttet via en konverter (effektelektronik-baserede anlæg),”</p>	<p>Not sure which part is considered the duplication. Asynchronous is not necessarily converter-/ power electronics-based. Hence, this specification must be kept.</p> <p>But “(effektelektronik-baserede anlæg)” has been removed, as it is equal to converter.</p>
<p>3.2.3.4 Line 1444-1450</p>	<p><i>Derudover anvendes sammenligning af øjebliksværdier for strøm og spænding til verificering af simuleringsmodellens nøjagtighed i forbindelse med de transiente forløb ved spændingsændringer</i></p> <p>Difficult to compare instantaneous quantities. Comparison to be done using RMS?</p> <p>Please describe more specifically</p>	<p>It is Energinet’s assessment that comparing RMS values is not sufficient to validate EMT models. Therefore, comparison of instantaneous values is also required. In line 1444-1450 it is described that this is based on visual inspection of plots and what the focus is. Further in section 4.3.3, it is explained how and when these values should be plotted.</p> <p>Therefore, Energinet find no reason to change the text.</p>
<p>3.2.5 Line 1554</p>	<p><i>For de statiske og dynamiske RMS-simuleringsmodeller accepteres kun en fuld-aggregeret model af anlægget.</i></p> <p>Each distinct unit with different properties (wind turbine variants, PV, Statcom, battery, shunt, filter) may need to be reflected.</p> <p>Reformulate such that different unit types or unit variants within the plant can be kept</p>	<p>This is correct, each distinct unit should be reflected for plants containing different unit types.</p> <p>This is stated in line 1559-1560.</p> <p>No need to update text.</p>
<p>4 Line 1575</p>	<p><i>Omfanget af modelverifikationen fastlægges i samarbejde med Energinet efter oplæg fra anlægsejeren</i></p> <p>Please state a timeline for this to take place</p>	<p>Depending on the type of generation facility, the model verification has different deliverables. When each of these must be delivered and approved, with regards to the grid connections process, is specified in the relevant subsections 4.2 and 4.3.</p> <p>Energinet does not wish to specify when these steps are initiated.</p>
<p>4.1 Line 1599</p>	<p><i>Randbetingelser (nøjagtighedskrav) til de udførte tests</i></p> <p><i>Randbetingelser</i> are initial conditions which does not match <i>nøjagtighedskrav</i>?</p> <p>Rephrase</p>	<p>This is correct. Text has been updated so that “randbetingelser” and “nøjagtighedskrav” are now separate items.</p>

<p>4.3.2.1.1 Line 1763</p>	<p>4.3.2.1.1 Minimum test omfang</p> <p>Several functionalities are not available at unit-level, depending on implementation scheme of OEM, some are only available at plant level via plant controller.</p> <p>Make all control modes at unit level <i>optional</i></p>	<p>The generation facility must have all required functionalities.</p> <p>Text has been updated to improve the readers' understanding.</p>
<p>4.3.2.1.2 Line 1779</p>	<p>Enkeltanlæg testprocedure</p> <p>Testing requirements for the plant could be according to IEC 61400-21-2.</p>	<p>The tests specified in 61400-21-2 are designed with the purpose of testing capabilities of the real unit, and not model validation. Therefore, differences in tests are reasonable given a different objective.</p> <p>However, tests have been updated to be aligned with the EU regulation (RfG). Which also resulted in better alignment with IEC 61400-21-2.</p>
<p>4.3.2.1.2 Line 1783</p>	<p>a. <i>Én test med opregulering på mindst 0.2 p.u.</i></p> <p>b. <i>Én test med nedregulering på mindst 0.2 p.u.</i></p> <p>Start with down and then up.</p> <p>What is the preconditions before this test? Is it mandatory to have full production?</p>	<p>The description does not dictate the order. It merely specifies two tests, that can be combined.</p> <p>The pre-test production level is not specified, because it must merely be enough to complete the test.</p> <p>Test specifications have been updated to align with EU regulation (RfG).</p>
<p>4.3.2.1.2 Line 1795</p>	<p>2) <i>Test kan udføres med en vilkårlig af de 3 reguleringsformer:</i></p> <p>Why not just specify a test for each of the three modes?</p> <p>In praxis will the test then only done for Q-control</p>	<p>From Energinet's perspective, it is only necessary to test one of the control modes. Further, this test is about functionalities at "enkeltanlæg" (unit) level, meaning most often only Q control will be used.</p> <p>But as stated in item 3, if voltage control function from the given "enkeltanlæg" is intended to be used on the specific project, this control mode must be used for the test.</p> <p>It needs to be remembered that a generation facility is requested to have all three operational modes available at park level.</p>
<p>4.3.2.1.2 Line 1802</p>	<p>4) <i>Test skal udføres med aktiv effekt setpunkt større end 0.8 p.u</i></p> <p>Why 0.8 pu?</p> <p>As this test is about reactive power control (in contrary to capability) this test could this be done at any power level.</p> <p>Depending on given conditions, especially during summer periods, it could take months to perform the test.</p>	<p>The requirement has been updated in accordance with 61400-21-2. So that value now is 0.5 p.u.</p> <p>As the intention is model validation, Energinet finds it necessary to test simultaneous control of active and reactive power. Hence, some active power level is needed. The new value of 0.5 p.u. for active power is not expected to be critical for testing periods.</p>

4.3.2.1.2 Line 1805	<p><i>For modelverifikation af LVRT gælder følgende:</i></p> <p>UVRT: Under Voltage Ride Through, Low Voltage is below 1000V..</p>	Correct. Text updated.
4.3.2.1.2 Line 1806	<p><i>1) Alle test starter med en spænding på 1 p.u.</i></p> <p>This is not possible in the real world, where the serial impedance is pulling the voltage down before the dip.</p> <p>Delete and refer to IEC 61400-21-1 instead</p>	Text has been updated to simply require that all “enkeltanlægstest” start in steady state within the normal operation area of voltage and frequency according to RfG.
4.3.2.1.2 Line 1808	<p><i>Som minimum skal følgende test inkluderes:</i></p> <p>These specific Danish tests add up to a potentially long list of national tests to be performed.</p> <p><i>Tests with longer durations and/or lower undervoltage threshold are considered satisfying. If specific tests (e.g. with shorter duration) are needed (e.g. due to accuracy evaluation of the models), these should be strictly limited and reasoning provided, why they are needed.</i></p> <p>Please reference to IEC 61400-21-1, and make it clear that more severe tests can be used. Example: 0 pu for 450ms covers the test .</p>	<p>The requirements for time periods for voltage change have been changed to simply stating that Danish FRT requirements at the given voltage level must be met.</p> <p>The required voltage levels for testing are defined by intervals, which should be able to match other standards. Therefore, this part is unchanged.</p>
4.3.2.1.2 Line 1815	<p><i>4) Som minimum skal alle test af 3-fasede spændingsdyk udføres for aktiv effekt reference Pref på:</i></p> <p>Pref is <i>not</i> the same as the actual production. Should be operating at full load and partial load.</p> <p>Please refer to IEC 61400-21-1.</p>	Text has been updated to specify actual production.
4.3.2.1.2 Line 1824	<p><i>Og som minimum skal der udføres én test ved den laveste SCR,</i></p> <p>Please refer to IEC 61400-21-1. There is no tests for low SCR</p>	<p>The tests defined in IEC 61400-21-1 are not made with the objective of validating simulations models. Therefore, this standard is not applicable to all cases.</p> <p>Energinet assesses that grid strength (SCR) is an important factor with regards to model performance and accuracy, and therefore dependence on SCR must be included in</p>

		model validation.
4.3.2.1.2 Line 1828	<p><i>For modelverifikation af HVRT gælder følgende:</i></p> <p>Term OVRT (Over Voltage Ride Through) is more accurate. High Voltage describes voltage levels above 35 kV.</p> <p>Replace HVRT with OVRT.</p>	Correct, text updated.
4.3.2.1.2 Line 1829	<p><i>1) Alle test starter med en spænding på 1 p.u.</i></p> <p>There must be a tolerance for the pre-event voltage</p> <p>Please refer to IEC 61400-21-1 and include a tolerance for the pre-event voltage.</p>	Text has been updated to simply require that all “enkeltanlægstest” start in steady state within the normal operation area of voltage and frequency according to RfG.
4.3.2.1.2 Line 1838	<p><i>a. Pref = 1 p.u.</i></p> <p>Please refer to IEC 61400-21-1. Pref is <i>not</i> the same as the actual production. Should be operating at full load.</p>	Text has been updated to specify actual production.
4.3.2.1.2 Line 1840	<p><i>For modelverifikation af ROCOF-robusthed gælder følgende:</i></p> <p>Please reference to IEC 61400-21-1 or relevant protection standard</p>	<p>This test is not about protection, but about verifying that models are accurate during actual frequency disturbances.</p> <p>Again 61400-21-1 is not made with the purpose of model validation.</p> <p>In Energinet’s opinion, test or similar is necessary.</p>
4.3.2.1.2 Line 1847	<p><i>Såfremt der udføres test af frekvensregulering (FSM/LFSM), som opfylder minimumskrav til ROCOF, udgår krav om separat ROCOF-test.</i></p> <p>How can FSM/LFSM be verifying ROCOF?</p> <p>Review</p>	<p>The intention was that if tests are made in a lab environment, it might be possible to test FSM/LFSM by changing the actual frequency of the “grid-simulator” and during this with a high enough ROCOF to satisfy the requirement of 2 Hz/s.</p> <p>However, it seems the line is causing more confusion than it benefits and it has therefore been removed.</p>
4.3.2.1.2 Line 1854	<p><i>3) Testen skal forgå ved at påtrykke produktionsanlægget</i></p> <p>Why does it have to be a site test? When the frequency control is handled by the plant controller a hardware-in-the-loop (HIL) test of the plant controller would be enough. Please refer to IEC 61400-21-2.</p>	<p>This test is only required if FSM is not handled by the plant controller, but at unit level (enkeltanlæg).</p> <p>Text has been updated to make this clearer.</p>

4.3.2.1.2 Line 1857 - 1860 1870 – 1871 1881 – 1882	<i>a. +0.1 p.u.</i> .. Instead of specifying the result on the Pref, please specify the steps in frequency!	Tests have been updated to be aligned with EU regulation (RfG) which does specify the requirement in terms of active power, allowing for many combinations of frequency change and droop settings.
4.3.2.1.3 Line 1885	<i>4.3.2.1.3 Påkrævet signalomfang</i> Please reference to IEC 61400-21-2.	61400-21-2 is not made with the objective of model validation. Energinet finds the required “signalomfang” to be reasonable and necessary, hence no change.
4.3.2.2.2 Line 1933	<i>4.3.2.2.2 Parkmodel testprocedure</i> Please reference to IEC 61400-21-2. It would be good if all the functionality tests can be done on a HIL test set-up as described in –21-2 and thereby minimize the time on site.	Relevant tests have been updated to be aligned with EU regulation (RfG) which does require site testing of several functionalities. For some of the tests, it is stated that they can be performed in a HIL setup. But with regards to model validation, the site tests will also indicate if communication and passive components are modelled correctly, and therefore, site testing is needed.
4.3.2.2.2 Line 1967	<i>6) LFSM-O- og LFSM-U-funktionerne må ikke aktivere under testen.</i> Please clarify that the functions shall be disabled (and not tuned out of bounds)	The intention is that the test should be designed so that the frequency does not enter the area where LFSM activates. It is not allowed that these functions are disabled.
4.3.2.2.2 Line 1972	<i>a. +0.1 p.u.</i> .. Instead of specifying the result on the Pref, please specify the steps in frequency!	Text has been updated to specify actual production.
4.3.2.2.2 Line 1998	<i>a. +0.1 p.u.</i> .. Instead of specifying the result on the Pref, please specify the steps in frequency!	Text has been updated to specify actual production.
4.3.2.2.2 Line 2011	<i>a. +0.1 p.u.</i> .. Instead of specifying the result on the Pref, please specify the steps in frequency!	Text has been updated to specify actual production.
4.3.2.1.1 Line 2088-2099	“Minimum test omfang” The list shown in this chapter seems to be a	The generation facility must have all required functionalities.

	<p>mixture of unit and plant level tests. Not all aspects can be tested at a unit as functionalities may be implemented at plant level.</p> <p>This list should probably be split or enough freedom needs to be given</p>	Text has been updated to improve the readers' understanding.
4.3.2.1.2 Line 2164 – 2172	<p>For modelverifikation af ROCOF-robusthed gælder følgende:"</p> <p>As far as we understand the section – type tests are performed to verify the simulation model response. It would be very challenging to perform RoCoF tests at unit level and therefore alternative test methods are needed.</p> <p>Maybe not only for RoCoF but in general for 4.3.2.1.2 it should be allowed to utilize sub-system and component tests if this can be justified. Reference can maybe be made to the work of IEC 61400-21-4.</p>	<p>Energinet agrees with this comment and an item has been added to the general requirements for section 4.3.2.1.</p> <p>See new text: <i>"Det er tilladt at udføre testene på delkomponenter af enkeltanlægget, hvor der kan redegøres for, at dette er et gyldig grundlag for modelvalidering, og test på det samlede enkeltanlæg ikke er hensigtsmæssig."</i></p>
4.3.2.2.1 Line 2249	<p>"Aktiveffektanti-windup"</p> <p>What exactly is meant by this test?</p> <p>Please clarify</p>	The test was meant to verify that integrator windup with regards to the frequency control was properly modelled. However, it has been found to be a quite complicated test of little importance, and therefore, the test has been removed.
4.3.2.2.2 Line 2266	<p>"95% af anlæggets samlede installerede kapacitet skal være i drift under alle tests."</p> <p>It is not necessary to perform all the tests at a active power level of > 95%. For some tests also part load is sufficient for verification.</p> <p>Please allow a bit bigger range.</p>	<p>This statement is not about the production level, but how much of the full facility that is in operation.</p> <p>The requirement has been updated to 90% in alignment with 61400-21-2.</p>
4.3.3 Line 2095-2097	<p>Ud og Uq Id og Iq.</p> <p>Would positive sequence voltage and currents be OK?</p>	<p>Depends, if what is meant is RMS values, then no. The idea is to do a more precise comparison for EMT models, than simply looking at RMS values that is based on a moving window.</p> <p>The Udq and Idq could be picked up from the internal control or, if that is not possible, by some external measurement and PLL component. It might be sufficient to include the positive sequence results for dq-domain. Also, it is possible to propose alternative methods. The text has been updated to clearly show this.</p>

<p>4.3.3 Line 2441-2443</p>	<p>“Spændingsmåling i dq – domænet fra anlæggets interne kontrol opdelt i Ud og Uq.”</p> <p>These are usually internal process signals, and they may not be easily recordable.</p> <p>Similar to the currents.</p> <p>References may be fine but in general we should not rely on internal converter signals.</p> <p>The relevant references may be fine but in general we should not rely on internal converter signals for model verification.</p>	<p>See answer above.</p>
<p>5 Line 2021 [Ref. bem.: Line 2120]</p>	<p>5. IEC 61400-21</p> <p>Please add: IEC 61400-21-1 and IEC 61400-21-2</p>	<p>Text updated and 61400-21-1 has been added. 61400-21-2 is not published yet and for that reason not referred to.</p>

3.2 Generelle kommentarer til høringen, som ikke kan indplaceres i ovenstående

Aktørers bemærkninger	Energinet's bemærkninger
<p>Processen og aktørinddragelse omkring opdateringen af RfG-krav har været et forhastet og ugenomsigtig forløb. Der har været et enkelt dialogmøde, men ingen arbejdsgruppemøder. Der har af den grund, været begrænset mulighed for aktørsiden for at bidrage med input til opdateringen.</p> <p>Ligeledes har der været manglende kommunikation fra Energinet vedrørende forsinkelser i høringsdatoer for opdateringen af RfG-krav.</p> <p>Herudover er der fra Forsyningstilsynet intet krav til, at Energinet skal metodeanmelde opdateringen af RfG krav inden/midt i sommerferien. Den kommende opdatering af RfG-krav i EU-regi giver desuden, ifølge Forsyningstilsynet, intet belæg for at forhaste den danske proces, da Forsyningstilsynet vurderer, at de to processer sagtens kan køre parallelt.</p> <p>Hele processen efterlader derfor desværre et indtryk af, at Energinet hverken ønsker input eller inddragelse fra aktører i processen med at opdatere RfG krav.</p> <p>Green Power Denmark opfordrer derfor Energinet til at bremse den unødvendige hastighed og i stedet øge aktørinddragelsen. På den måde sikre vi en opdatering, der ikke stiller unødvendige krav som ingen reel værdi har for Energinet, men blot vil ende med at bremse den grønne omstilling.</p>	<p>Energinet har i høringsmaterialet og på aktørmøderne redegjort for årsagen til opdatering af de forskellige udvalgte tilslutningskrav samt den valgte proces.</p> <p>Energinet bestræber sig altid på at inddrage aktører i processen, på det rette niveau.</p> <p>Forandringerne i det kollektive elforsyningssystem foregår med stor hastighed, og ændringer i tilslutningskrav er derfor både naturlige og nødvendige for dels at sikre det kollektive elforsyningssystem samt understøtte den grønne omstilling.</p>
<p>Harmoniske modeller er ikke omfattet af RfG'en Artikel 15(6)(c)(i) foreskriver tre modeller: "skal anlægsejeren på anmodning fra den relevante systemoperatør eller den relevante TSO stille simuleringsmodeller til rådighed, som på korrekt vis afspejler produktionsanlæggets adfærd både i statisk tilstand, ved dynamiske simuleringer (50 Hz-komponent) eller ved transiente elektromagnetiske simuleringer.</p> <p>Foretag korrekt reference til juridisk hjemmel for harmoniske simuleringsmodeller. Det er noget rod, at der ikke er styr på de juridiske hjemler</p>	<p>Spørgsmålet og intentionen undrer Energinet.</p> <p>Artikel 15(6)(c)(i)'s ordlyd er: <i>"...steady state and dynamic simulations (50 Hz component) or in electromagnetic transient simulations".</i> Steady state-adfærd er ikke begrænset, som dynamisk adfærd er, til 50 Hz. Harmoniske emissioner er et steady state-fænomen, og derfor betragtes de harmoniske modeller som en type af steady state-modeller. Energinet har derfor hjemmel i RfG artikel 15, stk. 6, litra c, nr. i til at fastsætte krav til harmoniske modeller.</p> <p>Bilag 1.B Requirements for Generators - Krav til simuleringsmodeller blev af forsyningstilsynet godkendt i november 2018, herunder også krav i forhold til harmoniske simuleringsmodeller.</p>
<p>In order to satisfy the model requirements and deliver high</p>	<p>The international focus on model requirements is very high and</p>

<p>consistent quality, the OEMs /developers need automatic procedures for the compliance documentation.</p> <p>Due to the high effort required, country specific tests, like now proposed by Energinet, are increasing the needed effort significantly and have potential impact on delivery times & quality</p> <p>Initiate a European alignment of model requirement in order to avoid country-specific solutions.</p> <p>Reference to existing standards/guidelines (IEC, VDE, FGW Guideline) or identical model acceptance tests as already in use in other markets, like Finland (Fingrid), Germany, USA (Texas, ERCOT) or Australia (AEMO), wherever possible in the Danish model requirement, would limit the additional work to be performed by OEMs</p>	<p>Energinet is following this closely.</p> <p>Depending on the individual national electricity system, model usage maturity, and RE penetration, it is also identified that individual needs might differ from TSO to TSO.</p> <p>It is Energinet's responsibility to ensure that the needed model requirements follow the evolution and transformation of the Danish electricity system.</p>
<p>The deliverables are rightfully attached to the connection process. The required documentation will be extremely comprehensive and depending on the scrutiny level the review may take long time.</p> <p>Specify the maximum processing time for the EON/ION/FON gates – both for the initial submission and subsequent iterations.</p>	<p>It is not possible to specify the requested time since it is not a standard deliverable. The time can vary from facility to facility due to different levels of complexity.</p>
<p>There is no transitional time period given. To adapt to new requirements, stakeholders need time after the release of the final requirements.</p> <p>Define a transitional time period, from the release of the final document until stakeholders must comply to it.</p>	<p>Connection code requirements are applicable after regulatory approval. A transitional time period is only used in very rare cases, like implementing a new EU regulation</p>

4. Høringsliste

Materialet har været offentliggjort på Energinets hjemmeside: www.energinet.dk
(under EI – Høringer).

Følgende aktører blev orienteret direkte om høringen:

Atkins
BeGreen A/S
Better Energy A/S
Cerius/Radius
Converdan
Copenhagen Infrastructure Partners
COWI A/S
Dansk Vindenergi ApS
Dath Consulting ApS
DEIF A/S
Energistyrelsen
European Energy A/S
Eurowind Energy
Eurowind Energy A/S
Eurowind Project A/S
Forsyningstilsynet
FRD Denmark
Green Power Denmark
GreenGo Energy A/S
Grønnegaard I/S
Jysk Energi Teknik A/S
L-Engineering A/S
Migra Teknik
N1
Nexel A/S
Next Consult ApS
NOE NET A/S
PNN
RAH
Rambøll
Scandinavian Energy Contractor
Sungrow EMEA
TREFOR EI-net A/S
uj-cosult.dk
Vestas Wind Systems A/S
Vestjyske Net Service
Vores Elnet
Wind Estate A/S
Ørsted