



# NETWORK CODE ON DEMAND CONNECTION (DCC) BILAG 1D: KRAV TIL SIMULERINGSMODEL

**ENERGINET**

Energinet  
Tonne Kjærsvvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

Dato:  
5. september 2022

Forfatter:  
LAN/CFJ/SBS

		15-12-2021	15-12-2021	15-12-2021	16-12-2021
<b>1B</b>	<b>Anmeldelsesudgave</b>	MGT	FBN	LDL, NAQ, SBS, JKW	CFJ
REV.	BESKRIVELSE	UDARBEJDET	KONTROLLERET	GENNEMGÅET	GODKENDT

## Revisionsoversigt

TEKST	REV.	DATO
Ændringer som følge af indkomne høringsvar. Visse krav er omformuleret med henblik på at forbedre forståelsen. Enkelte justeringer foretaget siden høringsperioden.	1B	05.09.2022
Krav til simuleringsmodeller for forbrugskategori 7 er inkluderet. Derudover er krav og indhold til RMS- og EMT-modeller specificeret med et højere detaljeniveau.	1A	16.12.2021
Ændringer i forbindelse med Forsyningstilsynets høring – kategorier specificeret.	1	18.01.2019

Nærværende notat omfatter Energinets krav til simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede forbrugsanlæg og distributionssystemer. Notatet indgår som baggrundsnotat i forbindelse med implementering af Kommissionens Forordning (EU) 2016/1388 af 17. august 2016 om fastsættelse af netregler om nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer (DCC) [\[1\]](#), og omhandler således krav til transmissionstilsluttede forbrugsanlæg og distributionssystemer, jf. definitionen af disse.

Notatet beskriver:

- Funktionelle krav til de påkrævede simuleringsmodeller.
- Krav til strukturel opbygning og implementering af de påkrævede simuleringsmodeller.
- Dokumentationskrav for påkrævede simuleringsmodeller.
- Nøjagtighedskrav til de påkrævede simuleringsmodeller.
- Verifikationskrav for de påkrævede simuleringsmodeller.

# INDHOLD

1. Baggrund .....	3
2. Generelle krav til simuleringsmodel.....	3
2.1 Overordnet dokumentationskrav .....	5
2.1.1 Transmissionstilsluttede distributionssystemer – Anlægskategori 1 .....	5
2.1.2 Transmissionstilsluttede forbrugsanlæg – Anlægskategori 3 - 7.....	5
3. Modeltekniske krav .....	7
3.1 Transmissionstilsluttede distributionssystemer – Anlægskategori 1 .....	7
3.1.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold).....	7
3.1.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model).....	11
3.1.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel .....	11
3.1.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model).....	12
3.1.5 Særlige forhold for distributionssystemer omfattende flere anlægsejere eller bevillingsområder.....	12
3.2 Transmissionstilsluttede forbrugsanlæg – Anlægskategori 3 – 5, 7 .....	12
3.2.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold).....	12
3.2.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model).....	14
3.2.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel .....	21
3.2.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model).....	22
3.2.5 Aggregering af modeller for forbrugsanlæg .....	24
3.3 Transmissionstilsluttede forbrugsanlæg - Anlægskategori 6.....	26
3.3.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold).....	26
3.3.2 Nøjagtighedskrav.....	27
3.3.3 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model).....	27
3.3.4 Krav til harmonisk simuleringsmodel .....	27
3.3.5 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model).....	27
4. Verifikation af simuleringsmodel .....	27
4.1.1 Verifikationskrav til stationær simuleringsmodel (stationære og kortslutningsforhold).....	27
4.1.2 Verifikationskrav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model).....	28
4.1.3 Verifikationskrav til transient simuleringsmodel (EMT-model).....	28
4.1.4 Verifikationskrav til harmonisk simuleringsmodel .....	28
5. Referencer.....	29
Bilag 1 – Netækvivalent for formaskede 60-10 kV-netområder .....	30
Bilag 2 – Netækvivalent for afgrænsede 60-10 kV-netområder .....	31
Bilag 3.....	32

## 1. Baggrund

Den igangværende omstilling af elsystemet, hvor konventionelle produktionsanlæg gradvist udfases, og tilgangen af mere komplekse produktions- og forbrugsanlæg medfører, at Energinet har behov for større indsigt i disse nye anlægs strukturelle opbygning og deres systemmæssige påvirkning af det kollektive elforsyningssystem

Til analyseformål vedrørende planlægning og drift af det kollektive elforsyningssystem har Energinet behov for at kunne gennemføre net- og systemanalyser, fx i forbindelse med nettilslutning af nye forbrugs- og produktionsanlæg eller ved vurdering af samspillet i skillefladen mellem transmissionssystemet og distributionssystemet. Til dette formål kræves opdaterede og retvisende simuleringssmodeller for disse anlæg.

I kraft af den ovennævnte omstilling af elsystemet, med et øget fokus på elektrificering af det samlede energisystem, må det forventes, at transmissionssystemet i fremtiden vil blive drevet tættere på de stationære og dynamiske overføringsgrænser. Dette stiller øgede krav til modeldannelse og analyse af det samlede elsystem i forbindelse med fastlæggelse af disse grænseværdier, herunder vurdering af stabilitetsforhold m.m.

Modellering af det tilsluttede forbrug er en afgørende faktor ved simulering af elektriske systemer, hvor utilstrækkelig modellering af spændings- og frekvensafhængigheden for en given belastningsmodel kan medføre overestimering af stabilitetsgrænserne for et elsystem og dermed introducere risiko for spændingsstabilitet m.m. Tilsvarende vil underestimering af stabilitetsgrænserne kunne medføre risiko for en ikke-optimal udnyttelse af elsystemet.

På denne baggrund har Energinet opstillet krav til simuleringssmodeller for transmissionstilsluttede forbrugs- og distributionssystemer.

Simuleringssmodellerne benyttes til analyse af transmissions- og distributionssystemets stationære og dynamiske forhold, herunder spændings-, frekvens- og rotorvinkelstabilitet, kortslutningsforhold, udveksling af reaktiv effekt i skillefladen samt harmoniske forhold.

## 2. Generelle krav til simuleringssmodel

Anlægsejeren skal stille simuleringssmodeller til rådighed for Energinet [1], hvor disse simuleringssmodeller på korrekt vis skal afspejle det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg eller distributionssystemets egenskaber i stationær tilstand. Til brug ved **tidsdomæneanalyser** skal anlægsejeren desuden stille en dynamisk og transient simuleringssmodel (RMS-model og EMT-model) til rådighed for Energinet. Til analyse af harmoniske forhold i det kollektive elforsyningssystem, herunder forbrugsanlæg eller distributionssystemets bidrag til harmonisk emission i tilslutningspunktet, skal anlægsejeren ligeledes stille en harmonisk simuleringssmodel til rådighed.

Kravet til simuleringsmodeller og leveringsomfang for de enkelte typer af transmissionstilsluttede forbrugsanlæg og distributionssystemer fremgår af **Tabel 1**. Anlægssejeren er ansvarlig for, at en sådan model fremsendelse finder sted til rette tid i henhold til den gældende procedure for nettilslutning af transmissionstilsluttede forbrugsanlæg og distributionssystemer og forordningens øvrige bestemmelser.

Forbrugsanlæg og distributionssystemtype	Modelkrav
Transmissionstilsluttet distributionssystem - Anlægskategori 1	Stationær simuleringsmodel Harmonisk simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugsanlæg - Anlægskategori 3,4,7	Stationær simuleringsmodel RMS-simuleringsmodel Harmonisk simuleringsmodel EMT-simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugsanlæg - Anlægskategori 5	Stationær simuleringsmodel RMS-simuleringsmodel EMT-simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugsanlæg - Anlægskategori 6	Stationær simuleringsmodel

*Tabel 1 Krav til simuleringsmodeller opdelt på forbrugsanlæg og distributionssystemtyper*

Anlægssejeren skal sikre, at simuleringsmodellerne er verificeret med resultaterne af de definerede overensstemmelsesprøvnings [1] samt relevante test- og verifikationsstandarder, og skal fremsende den nødvendige dokumentation herfor.

Såfremt det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg eller distributionssystem indeholder eksterne komponenter, fx af hensyn til overholdelse af nettilslutningskrav, energileverancer til det kollektive elforsyningsystem eller til levering af kommercielle systemydelser (fx automatisk frekvens- eller spændingsregulering), skal simuleringsmodellen indeholde den nødvendige repræsentation af disse komponenter, gældende for alle påkrævede modeltyper.

Anlægssejeren skal, fra det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg eller distributionssystems designfase til tidspunktet for meddelelse af endelig nettilslutningstilladelse, løbende holde Energinet orienteret, hvis de foreløbige anlægs- og modeldata ikke længere kan antages at repræsentere det pågældende forbrugs- eller distributionssystem.

For et eksisterende, transmissionstilsluttet forbrugs- eller distributionssystem, hvor der foretages væsentlige ændringer af anlæggets egenskaber, skal anlægssejeren stille en opdateret og dokumenteret simuleringsmodel til rådighed for det ændrede anlæg, jf. nedenstående:

- **For transmissionstilsluttede distributionssystemer - Anlægskategori 1** kræves opdatering af relevante modelparametre i henhold til en aftalt opdateringshyppighed som følge af permanente ændringer af et givet transmissionstilsluttet distributionssystem, fx i form af restrukturering, gennemført kabellægning, ændringer af skillesteder (grænselægning), eller *væsentlige ændringer* af det tilsluttede forbrug eller produktion. Væsentlige ændringer omfatter net- og systemmæssige ændringer, der har afgørende indflydelse på den koordinerede planlægning og drift af det kollektive elforsyningsystem.

- **For transmissionstilsluttede forbrugsanlæg - Anlægskategori 3 - 7** forudsættes den nødvendige modelopdatering kun at omfatte udskiftede anlægskomponenter eller systemer til kontrol, regulering eller anlægsbeskyttelse, idet det antages, at Energinet i udgangspunktet har en gyldig simuleringsmodel for det pågældende transmissionstilsluttede forbrugsanlæg. Hvor dette ikke er tilfældet, vil en væsentlig ændring af et transmissionstilsluttet forbrugsanlæg medføre krav om en komplet og fuldt dokumenteret simuleringsmodel i henhold til nærværende modelkravspecifikation.

Modelleverancen betragtes først som afsluttet, når Energinet har godkendt de af anlægsejeren fremsendte simuleringsmodeller og den påkrævede dokumentation.

## 2.1 Overordnet dokumentationskrav

### 2.1.1 Transmissionstilsluttede distributionssystemer – Anlægskategori 1

Ved modelleringen af transmissionstilsluttede distributionssystemer anvender Energinet et generisk netækvivalent til repræsentation af distributionssystemet i skillefladen med transmissionssystemet. Kravet til simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede distributionssystemer omfatter primært levering/opdatering af relevante netdata i henhold til grundstrukturen for det anvendte netækvivalent.

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder, jf. definitionen i **Afsnit 3.1.1**, skal modeldata leveres i dataformatet CGMES2.4.15 eller nyere (IEC61970-600). Efter aftale med Energinet kan der anvendes et alternativt dataformat, som umiddelbart kan indlæses i simuleringsværktøjet DigSILENT PowerFactory uden informationstab.

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som afgrænsede netområder, jf. definitionen i **Afsnit 3.1.1**, kan modeldata leveres i et defineret regnearksformat. Efter aftale med Energinet kan der anvendes et alternativt dataformat, som umiddelbart kan indlæses i simuleringsværktøjet DigSILENT PowerFactory uden informationstab.

Modelspecifikke dokumentationskrav er beskrevet i de efterfølgende afsnit.

### 2.1.2 Transmissionstilsluttede forbrugsanlæg – Anlægskategori 3 - 7

For at sikre korrekt modelanvendelse skal de påkrævede simuleringsmodeller dokumenteres i form af en brugervejledning. Krav for brugervejledningen er inkluderet i de respektive afsnit for modeltype i indeværende dokument. Der skal være entydig versionsstyring af simuleringsmodellen og den tilhørende dokumentation.

Foruden simuleringsmodel og brugervejledning skal følgende dokumentation leveres:

- Enstregdiagram med angivelse af simuleringsmodellens elektriske hovedkomponenter frem til tilslutningspunktet.
- En samlet parameterliste, hvor alle parameterværdier skal kunne genfindes i de medfølgende datablade for hovedkomponenter, blokdiagrammer og overføringsfunktioner m.m.
- Beskrivelse af opbygning og aktiveringsniveauer for anvendte beskyttelsesfunktioner.

Forud for tildeling af spændingssætningstilladelse (EON), midlertidig driftstilladelse (ION) og endelig driftstilladelse (FON) skal følgende leverancer relateret til simuleringsmodeller, hvis relevant for given anlægskategori, være fremsendt og godkendt af Energinet:

**EON:**

- Studierapport, der påviser, at elkvalitetskrav overholdes for passive komponenter.

**Inden ION:**

- Harmonisk model for enkeltenheder og aggregeret anlægsmodel samt:
  - Modelvejledning
  - Modelbeskrivelse og datablade for komponenter for det fulde anlæg
  - Studie der påviser at elkvalitetskrav overholdes
  - Valideringsrapport for harmoniske emission og impedanser for aktive komponenter (typetest)
- Verifikationsrapport for typetest (på komponentniveau) samt verifikationsrapport imellem målinger og tilhørende RMS- og EMT-model af komponent (ikke relevant for synkron anlæg).
- Statisk simuleringsmodel af det aggregerede anlæg samt tilhørende modeldokumentationsrapport. (Såfremt den stationære simuleringsmodel er identisk med den dynamiske simuleringsmodel, bortfalder kravet om en separat stationær simuleringsmodel.)
- Dynamisk RMS-simuleringsmodel af det aggregerede anlæg samt tilhørende modeldokumentationsrapport.
- Transient EMT-simuleringsmodel af det aggregerede anlæg samt tilhørende modeldokumentationsrapport.
- Compliancerapport der sammenligner RMS og EMT-model af anlægget samt verificerer anlæggets egenskaber til at overholde gældende performancekrav.

**Inden FON:**

- Overensstemmelsesprøvninger på elkvalitet foretaget af Energinet.
- Verifikationsrapport, der igennem overensstemmelsesprøvninger dokumenterer, at det fysiske anlæg overholder gældende krav.
- Verifikationsrapporten skal også verificere modeller ved sammenligninger af målinger fra overensstemmelsesprøvninger med de endelige RMS- og EMT-modeller. Opdaterede RMS- og EMT-modeller skal fremsendes, såfremt anlægsspecifik tuning er udført eller hvis der er uoverensstemmelse imellem overensstemmelsesprøvningerne og de tilsvarende simulerede tests.

Modelspecifikke dokumentationskrav er beskrevet i de efterfølgende afsnit.

### 3. Modeltekniske krav

#### 3.1 Transmissionstilsluttede distributionssystemer – Anlægskategori 1

##### 3.1.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)

Til modelleringen af transmissionstilsluttede distributionssystemer anvender Energinet et generisk netækvivalent til repræsentation af distributionssystemet i skillefladen med transmissionssystemet, dvs. forbrug og produktion samt reaktive komponenter på aggregeret niveau, tilsluttet ab 60-10 kV for en given 150-132 kV-station og/eller ab 60-10 kV for en given 60-10 kV-station tilsluttet det pågældende distributionssystem, hvor dette detaljeringsniveau er påkrævet.

I forbindelse med den løbende opdatering af den anvendte net- og systemmodel gennemfører Energinet relevante modeltilpasninger og aggregeringer af forbrug og produktionsanlæg m.m. på stationsniveau på baggrund af opdaterede data for de beskrevne modelementer.

Trods forskelligheden i den regionale opbygning af, og driftsformen for, transmissionstilsluttede distributionssystemer, anvendes dette netækvivalent til repræsentation af de to grundlæggende nettopologier for distributionssystemer:

- Distributionssystemer drevet som *formaskede 60-10 kV-netområder*, dvs. flersidet forsynet fra flere 150-132/60-30 kV-stationer, hvormed distributionssystemet drives parallelt med transmissionssystemet.
- Distributionssystemer drevet som *afgrænsede 60-10 kV-netområder*, dvs. ensidet forsynet fra én 150-132/60-10 kV-station, hvormed paralleldrift mellem distributionssystemet og transmissionssystemet ikke finder sted under normal koblingstilstand.

Netækvivalentets grundstruktur ab 60-10 kV fremgår af **Bilag 1** og **Bilag 2** og består af følgende modelementer:

- Det maksimalt tilsluttede forbrug (aggregeret niveau):
  - Konventionelt forbrug – aktiv effekt [MW].
  - Centrale varmepumper<sup>1</sup> – aktiv effekt [MW].
  - Centrale elkedler<sup>1</sup> – aktiv effekt [MW].
- Installeret produktionskapacitet (aggregeret niveau):
  - Ældre vindmøller (idriftsat før 2004) – aktiv effekt [MW].
  - Nye vindmøller (idriftsat efter 2004) – aktiv effekt [MW].
  - Decentrale kraftvarmeværker (aggregering af mindre anlæg) – aktiv effekt [MW].
  - Decentrale kraftvarmeværker (individuelle anlæg  $\geq 10$  MW) – aktiv effekt [MW].
  - Solcelleanlæg (aggregering af mindre anlæg) – aktiv effekt [MW].
  - Solcelleanlæg (individuelle anlæg  $\geq 10$  MW) – aktiv effekt [MW].
- Ækvivalent<sup>2</sup> for egengenerering af reaktiv effekt, hidrørende fra gennemført kabellægning af distributionssystemet – reaktiv effekt [Mvar].

<sup>1</sup> Dette elforbrug omfatter kun større centrale enheder tilsluttet ab 60-10 kV-niveau. Mindre enheder forudsættes indregnet i det aggregerede konventionelle elforbrug.

<sup>2</sup> Dette ækvivalent beregnes på baggrund af oplysninger om den samlede mængde tilsluttet kabel ab 60-10 kV-niveau.

- Mærkeeffekt og mærkespænding for installerede reaktive komponenter (reaktorer og kondensatorbatterier) – reaktiv effekt [Mvar].
- For reaktive komponenter kræves følgende supplerende oplysninger:
  - Er komponenten fasttilsluttet et kabelanlæg (JA/NEJ)?
  - Er komponenten kobbelbar (JA/NEJ)?
  - Er komponentens ydelse variabel (JA/NEJ) og i givet fald inden for hvilket interval [Mvar]?
  - Kriterier for ind- og udkobling, fx anvendt hysteres for tilladelig udveksling af reaktiv effekt i referencepunktet, eller andre lokale kriterier?

### 3.1.1.1 Modelkrav for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder indeholder det anvendte netækivalentet, foruden relevante 150-132/60-10 kV-stationer, en fuld repræsentation af 60-30 kV forbindelser og 60-30/10 kV-stationer og tilhørende modelementer, jf. **Afsnit 3.1.1**, som indgår i det betragtede netområde. Dette udvidede modeldetaljeringsniveau er nødvendigt for at kunne sikre en korrekt repræsentation af spændings- og Mvar-reguleringen i skillefladen samt belastningsfordelingen mellem transmissionssystemet og distributionssystemet. Dette er relevant ved identifikation af eventuelle driftsmæssige begrænsninger som følge af ovennævnte paralleldrift under normale driftsforhold samt i forbindelse med driftsmæssige omlægninger i transmissionssystemet eller distributionssystemet.

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder kræves følgende supplerende data for 60-30 kV distributionssystemer:

- Data for 60-30 kV-forbindelser (kabler/luftledninger)
  - Entydig navngivning i henhold til nedenstående syntaks:
    - Stationsforkortelse<sup>3</sup> (station A/knudepunkt A<sup>4</sup> - forbindelsens startpunkt) = XXX
    - Stationsforkortelse (station B/knudepunkt B – forbindelsens slutpunkt) = YYY
    - Spændingsniveau = ZZ
    - Systemnummer = W
    - Eksemplificeret: XXX\_ZZ\_YYY-W/HEL\_60\_LYK-2
  - Elektriske data for hver delstrækning<sup>5</sup>:
    - Entydig ID<sup>6</sup>: "delstrækning 1", "delstrækning 2",...
    - Ledertype (kabel, luftledning, ledermateriale og ledertype/tværsnit).
    - Resistans [Ohm/km] angivet ved 20 °C - synkron og 0-komposant.
    - Induktans [Ohm/km] - synkron og 0-komposant.
    - Kapacitans [ $\mu$ F/km] - synkron og 0-komposant.

<sup>3</sup> Anvendte stationsforkortelser skal godkendes af Energinet.

<sup>4</sup> Begrebet "Station/knudepunkt" anvendes også ved navngivning af afgreningspunkter.

<sup>5</sup> Begrebet "delstrækning" finder anvendelse for 60-30 kV-forbindelser bestående af overgange mellem forskellige ledertyper, fx kabler og luftledninger, forskellige kabeltyper eller mastetyper, hvor de elektriske egenskaber kan være forskellige for de enkelte delstrækninger.

<sup>6</sup> Delstrækning 1 har startpunkt i station A/knudepunkt A, jf. ovenstående syntaks.



- Nominel overføringsevne<sup>7</sup> [A] for hver delstrækning.
  - Længde [km] af hver delstrækning.
- Topologikort (diagram) med entydig angivelse af normal koblingstilstand, herunder oplysninger om skillesteder (grænselægning) for det tilsluttede distributionssystem.
  - De til et netområde tilsluttede 60-30 kV-stationer skal fremgå af topologikortet:
    - Anvendte 60-30 kV-ring- og radialstrukturer skal fremgå af topologikortet.
- Oplysninger om forudsætninger for reserveforsyning af en given 150-132/60-10 kV-station:
  - Forudsættes 60-10 kV-stationsreserve (JA/NEJ)?
  - Forudsættes 60-10 kV-netreserve (JA/NEJ)?
    - 60-30 kV-reserveforbindelser skal angives, jf. **Afsnit 3.1.1.4.1.**

### 3.1.1.2 Modelkrav for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som afgrænsede netområder

Gældende for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som afgrænsede netområder kræves følgende supplerende data for 60-30 kV-distributionssystemer:

- Topologikort (diagram) med entydig angivelse af normal koblingstilstand, herunder oplysninger om skillesteder (grænselægning) for det tilsluttede distributionssystem.
  - De til et netområde tilsluttede 60-30 kV-stationer skal fremgå af topologikortet:
    - Anvendte 60-30 kV-ring- og radialstrukturer skal fremgå af topologikortet.
- Oplysninger om forudsætninger for reserveforsyning af en given 150-132/60-10 kV-station:
  - Forudsættes 60-10 kV-stationsreserve (JA/NEJ)?
  - Forudsættes 60-10 kV-netreserve (JA/NEJ)?
    - 60-30 kV-reserveforbindelser skal angives, jf. **Afsnit 3.1.1.4.1.**

På forlangende skal anlægsejeren stille data for de i **Afsnit 3.1.1** beskrevne modelementer til rådighed for Energinet.

### 3.1.1.3 Nøjagtighedskrav

Der stilles ikke krav til nøjagtighed. Anlægsejeren skal sikre, at den påkrævede dataudveksling sker på baggrund af konsoliderede data.

### 3.1.1.4 Øvrige modelkrav for transmissionstilsluttede distributionssystemer

#### 3.1.1.4.1 Status for 60-30 kV-reserveforbindelser

Til brug for vurdering af mulighederne for opretholdelse af regional/lokal forsyningsikkerhed, jf. Energinets Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV [2], herunder vurdering af behovet for etablering af stationsreserve for en given 150-132/60-10 kV-station, skal simuleringsmodellen indeholde oplysninger om eksisterende 60-30 kV-reserveforbindelser mellem vilkårlige 150-132/60-10 kV-stationer, for hvilke reserveforsyningen aktuelt er baseret på disse

<sup>7</sup> Såfremt der anvendes forskellige overføringsevner for en given 60-30 kV-forbindelse, fx ved indregning af vindtillæg for luftledninger, skal det oplyses i form af belastningstabeller i et defineret regnearksformat.

reserveforbindelser.

#### 3.1.1.4.2 Relæbeskyttelse anvendt ved 150-132/60-10 kV-stationer

Til analyse af kritiske fejludkoblingstider for fejl<sup>8</sup> i skillefladen mellem transmissionssystemet og distributionssystemet, herunder selektivitetsundersøgelser, kræves data for den forventede fejludkoblingstid ved korrekt fejludkobling via de primære relæbeskyttelsessystemer og tilsvarende fejludkoblingstiden ved udkobling via de anvendte reservebeskyttelsessystemer.

Konkret kræves nedenstående supplerende data for anvendte relæbeskyttelsessystemer for en given 150-132/60-10 kV-station:

- Maksimal funktionstid (tid for udkobling af en vilkårlig, fejlramt netkomponent) [s] via de primære relæbeskyttelsessystemer.
- Maksimal funktionstid (tid for udkobling af en vilkårlig, fejlramt netkomponent) [s] via de anvendte reservebeskyttelsessystemer.

#### 3.1.1.4.3 Frekvensaflastning

Til analyse af dynamiske forhold i forbindelse med større frekvensvariationer i det kollektive elforsyningssystem, herunder aktivering af den påkrævede frekvensaflastning jf. Teknisk forskrift TF 2.1.2, Automatisk og manuel elforbrugsaflastning [3], kræves data for den etablerede frekvensaflastning for det samlede forbrug tilsluttet en given 150-132/60-10 kV-station.

Konkret kræves oplysninger om det anvendte princip for etableret frekvensaflastning, opdelt på tilslutningspunkt og spændingsniveau:

- Forbrugsudkobling – effekt [MW] udkoblet for hvert anvendt trin.
- Aktiveringsniveau – frekvens [Hz] indstilling for hvert anvendt trin.
- Tidsforsinkelse – tid [s] indstilling for hvert anvendt trin.

Gældende for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder angives ovenstående oplysninger for de 60-10 kV-stationer, hvor frekvensaflastningen er etableret.

#### 3.1.1.4.4 Systemværn

Til analyse af dynamiske forhold i det kollektive elforsyningssystem, fx i forbindelse med regionale- eller lokale driftsforstyrrelser, hvor der sker aktivering af systemværn eller anden supplerende anlægsbeskyttelse i det transmissionstilsluttede distributionssystem til fx udkobling eller nedregulering af decentral produktion, kræves data for disse installerede systemværn.

<sup>8</sup> Dette omfatter udelukkende samleskinnefejl eller fejl på netkomponenter (transformere, kabler samt luftledninger m.m.), som er tilsluttet en 150-132/60-10 kV-station.

Konkret kræves oplysninger om det anvendte princip for etablerede systemværn, opdelt på tilslutningspunkt og spændingsniveau:

- Produktionskapacitet – effekt [MW] omfattet af systemværnet.
- Aktiveringskriterier for det anvendte systemværn – fx relæ- og afbryderlogik eller SCADA-initiering.
- Aktiveringsniveau<sup>9</sup> – fx overstrøm[A].
- Tidsforsinkelse – tid [s] for aktivering af systemværnet.
- Reguleringshastighed – effektgradient [MW/s], hvormed produktionen ændres.

Gældende for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder angives ovenstående oplysninger for de 60-10 kV-stationer, hvor systemværn er etableret.

### 3.1.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

Ikke påkrævet.

### 3.1.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel

Der stilles kun krav til harmonisk simuleringsmodel for transmissionstilsluttede distributionssystemer, hvori der tilsluttes distributionstilsluttede anlæg med betydende indflydelse på transmissionsnettet, hvor dette er identificeret jf. **Bilag 1.F** (Tilslutningsproces for anlæg på DSO-niveau). Det påkræves, at Netvirksomheden udleverer en harmonisk simuleringsmodel for disse betydende distributionstilsluttede anlæg.

Simuleringsmodellen skal repræsentere det distributionstilsluttede anlægs emission af harmoniske overtoner og passive harmoniske respons (harmonisk impedans) i frekvensområdet 50-2500 Hz i anlæggets tilslutningspunkt i distributionssystemet. Modellen skal indeholde de relevante synkron-, invers- og nul-sekvensimpedanser i det specificerede frekvensområde med en frekvensopløsning på 1 Hz.

Såfremt en fuldt detaljeret simuleringsmodel leveres, skal der specificeres en metode for summering af emission fra de harmoniske kilder som forbrugsanlægget består af. Dette kan enten gøres ved at specificere krav til fastsættelse af vinklen på Théveninspændingen for hver harmonisk frekvens, givet specifikt for hver harmonisk kilde, eller ved at benytte en summeringslov som eksempelvis angivet i IEC 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems [4].

Benyttes en summeringslov, skal  $\alpha$ -koefficienterne fastsættes af anlægsejeren. Der skal redegøres for valg af  $\alpha$ -koefficienterne for alle harmoniske. For begge metoder skal der redegøres for, at den anvendte metode giver et korrekt respons for det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs samlede emission.

Såfremt det distributionstilsluttede anlægs emission eller impedanser er afhængige af anlæggets arbejds punkt, skal modellen leveres ved tre effektområder ved nominel spænding og nul reaktiv effekt:  $P = 0,0$  pu,  $P = 0,5$  pu og  $P = 1,0$  pu. Derudover skal det beskrives, hvordan reaktiv effekt

<sup>9</sup> Såfremt der anvendes trinvis aktivering og nedregulering, skal dette angives og beskrives.

påvirker den harmoniske emission og impedans. Det er anlægsejerens ansvar at dokumentere afhængighed af arbejds punktet samt at sikre korrekt implementering i modellerne.

Netvirksomheden skal desuden udlevere data for netkomponenter og øvrige dele, som indgår i distributionssysteminfrastrukturen mellem det distributionstilsluttede anlæg og tilslutnings punktet mellem Energinet og Netvirksomheden. Dette i et omfang og et detaljeringniveau, som muliggør opbygning af en komplet frekvensafhængig simuleringsmodel i frekvensområdet 50 Hz til 2500 Hz. Omfanget af leverancen aftales mellem Energinet og Netvirksomheden.

### 3.1.3.1 Nøjagtighedskrav

Metoden, der anvendes til opstilling af simuleringsmodellen for det transmissionstilsluttede distributionssystem, skal specificeres og godkendes af Energinet. Bestemmes modelparametre ved måling, skal en målerapport vedlægges som dokumentation. Desuden skal der redegøres for, hvordan modelparametre fastsættes ud fra målerapportens resultater. Fastsættes modelparametre ved beregning eller simulering, skal den anvendte metode specificeres samt understøttes med eksempler på udledning af modelparametre.

### 3.1.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Ikke påkrævet.

### 3.1.5 Særlige forhold for distributionssystemer omfattende flere anlægsejere eller bevillingsområder

For transmissionstilsluttede distributionssystemer omfattende flere anlægsejere eller bevillingsområder tilsluttet en given 150-132/60-10 kV-station har ejeren af tilslutningspunktet<sup>10</sup> ansvaret for fremsendelse af de påkrævede modeldata til Energinet.

## 3.2 Transmissionstilsluttede forbrugsanlæg – Anlægskategori 3 – 5, 7

### 3.2.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)

Simuleringsmodellen for det samlede forbrugsanlæg skal repræsentere anlæggets stationære og quasi-stationære egenskaber i tilslutningspunktet, gældende for det definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære systemforhold, hvor forbrugsanlægget skal kunne drives.

Simuleringsmodellen skal indeholde oplysninger om effektforbrugets sammensætning opdelt på væsentlige hovedkategorier (fx UPS-tilsluttet forbrug, motorlast og forbrug tilsluttet igennem effektelektronik). En væsentlig hovedkategori udgør mere end 20 % af det nominelle aktive effektforbrug.

Simuleringsmodellen skal indeholde oplysninger om forbruget i tilslutningspunktet for det samlede forbrugsanlæg, jf. **Tabel 2**. Aktiv effekt (P) angives i pu af forbrugsanlæggets nominelle aktive effekt som funktion af spænding (U) og frekvens (f) i tilslutningspunktet. Tilhørende værdier for reaktiv effekt (Q) angives i pu af forbrugsanlæggets nominelle aktive effekt.

<sup>10</sup> Tilslutningspunktet defineres som 60-10 kV-terminalerne for en 150-132/60-10 kV-transformer, jf. den definerede ejergrænse.

U [pu]	P [pu]	Q [pu]		f [Hz]	P [pu]	Q [pu]
1,3				51,5		
1,2				51,0		
1,1				50,5		
<b>1,0</b>	<b>1,0</b>			<b>50,0</b>	<b>1,0</b>	
0,9				49,8		
0,7				49,5		
0,6				49,2		
0,5				49,0		
0,4				48,5		
0,3				48,0		
0,2				47,5		

Tabel 2 Spændings- og frekvensafhængighed for tilsluttet forbrug

Den stationære simuleringsmodel skal:

- 1) understøttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder funktionsbeskrivelser af de overordnede moduler i modellen.
- 2) aggregeres som beskrevet i **Afsnit 3.2.5**, hvis forbrugsanlægget består af flere identiske forbrugsenheder.
- 3) indeholde beskrivelser af den anvendte modelaggregering jf. kravene fra **Afsnit 3.2.5**.
- 4) indeholde beskrivelser af de enkelte modelkomponenter og tilhørende parametre.
- 5) indeholde beskrivelser af opsætning af simuleringsmodellen samt eventuelle begrænsninger for anvendelsen af denne.
- 6) indeholde karakteristikker for forbrugsanlæggets stationære driftsområder for aktiv og reaktiv effekt, således at simuleringsmodellen ikke fejlagtigt drives i et ugyldigt arbejds punkt.
- 7) kunne benyttes til simulering af effektivværdier i de enkelte faser under symmetriske og asymmetriske hændelser og fejl i det kollektive elforsyningssystem. Den anvendte metode til statistiske kortslutningsberegninger skal aftales med Energinet.
- 8) 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.

Simuleringsmodellen skal leveres implementeret i seneste udgave af simuleringsværktøjet DigSILENT PowerFactory ved anvendelse af de indbyggede netkomponentmodeller og standardprogrammeringsfunktioner, hvilket skal afspejles i den anvendte modelstruktur m.m. 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.

Data for netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringniveau, som muliggør opbygning af en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i **Afsnit 2**.

Såfremt den stationære simuleringsmodel er identisk med den i **Afsnit 3.2.2** beskrevne dynamiske simuleringsmodel, bortfalder kravet om en separat stationær simuleringsmodel.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i **Afsnit 4**.

#### 3.2.1.1 Nøjagtighedskrav

Simuleringsmodellen må generelt ikke vise egenskaber, der ikke kan påvises for det fysiske forbrugsanlæg.

#### 3.2.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

De i **Afsnit 1** beskrevne net- og systemanalyser gennemføres i RMS-tidsdomænet (Root Mean Square), hvor de pågældende simuleringer typisk omfatter analyse af systemsvaret i forbindelse med kortslutningsfejl eller ved spændings- og frekvensafvigelser i det kollektive elforsyningssystem. Simuleringsmodellen forudsættes anvendt ved analyser af scenarier omfattende alle driftstilstande for det kollektive elforsyningssystem, beskrevet i Kommissionens Forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SO GL).[5], herunder normal, skærpet og nøddrift samt reetablering efter en omfattende driftsforstyrrelse. Simuleringstiden er typisk 60 sekunder.

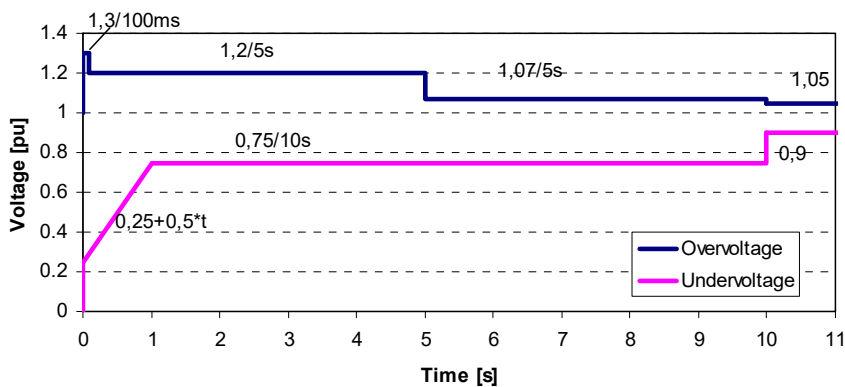
Simuleringsmodellen for det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg skal repræsentere forbrugsanlæggets stationære og dynamiske egenskaber i tilslutningspunktet, gældende for det definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære netforhold, hvor forbrugsanlægget skal kunne drives. Simuleringsmodellen skal kunne repræsentere det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med nedenstående eksterne hændelser, eller kombinationer af disse eksterne hændelser, i det kollektive elforsyningssystem:

- Kortslutning i tilslutningspunktet, hvor en kortslutning her kan antage form som:
  - En fase-jord kortslutning med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
  - En tofasnet kortslutning uden eller med jordberøring med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
  - En trefaset kortslutning med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
- Spændingsforstyrrelser med en varighed indenfor den påkrævede minimumssimuleringstid, jf. **Afsnit 3.2.2.3**, og som minimum indenfor indsvingningsforløbet for forbrugsanlæggets overgang til en ny stationær tilstand.
- Frekvensforstyrrelser med en varighed indenfor den påkrævede minimumssimuleringstid, jf. **Afsnit 3.2.2.3**, og som minimum indenfor indsvingningsforløbet for forbrugsanlæggets overgang til en ny stationær tilstand.

### 3.2.2.1 Spændingsafhængighed

Simuleringsmodellen skal indeholde nedenstående oplysninger om det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs spændingsafhængighed:

- Spændingsafhængighed ved en spændingsændring i POC fra 1,0 pu til 0,5 pu.
- Spændingsafhængighed ved en spændingsændring i POC fra 0,9 pu til 1,1 pu.
- Spændingsafhængighed ved overspændingsforløbet i POC som angivet med blå kurve i **Figur 1**.
- Spændingsafhængighed ved underspændingsforløbet i POC som angivet med pink kurve i **Figur 1**.



Figur 1 Over- og underspændingsforløb i POC

Simuleringerne skal dokumenteres ved hjælp af kurver, der viser den aktive og reaktive effekt over 60 sekunder. Spændingen i POC kan simuleres ved hjælp af en styret spændingskilde.

### 3.2.2.2 Frekvensafhængighed

Simuleringsmodellen skal indeholde nedenstående oplysninger om det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs frekvensafhængighed:

- Frekvensafhængighed ved frekvensændringer i POC indenfor området 47,5-51,5 Hz i trin á 0,5 Hz.

Simuleringerne skal dokumenteres ved hjælp af kurver, der viser den aktive og reaktive effekt over 60 sekunder. Frekvensen i POC kan simuleres ved hjælp af en styret spændingskilde.

### 3.2.2.3 Overordnede modelkrav

Den dynamiske simuleringsmodel skal:

- repræsentere interne hovedkategorier af forbrug separat, hvis disse hovedkategorier reagerer væsentligt forskelligt på eksterne hændelser.
- aggregeres som beskrevet i Afsnit 3.2.5, hvis forbrugsanlægget består af flere identiske forbrugsenheder.

- 3) indeholde relevante beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres, og som helt eller delvist kan udkoble det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg ved eksterne hændelser og fejl i det kollektive elforsyningssystem.
- 4) indeholde relevante interne reguleringsfunktioner, fx viklingskoblere for de anvendte nettilslutningstransformere til spændingsregulering af forbrugsanlæggets interne infrastruktur, herunder relevante blokeringskriterier (fx underspænding og overspænding).
- 5) indeholde genindkoblingskriterier og genetableringstid efter forbrugsudkobling eller overgang til lokal forsyning (fx UPS eller nødstrømsanlæg).
- 6) kunne benyttes til simulering af effektivværdier i de enkelte faser under symmetriske og asymmetriske hændelser og fejl i det kollektive elforsyningssystem. 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.
- 7) kunne initialiseres i et stabilt arbejds punkt på baggrund af én enkelt, vilkårlig og gyldig, loadflow-simulering uden efterfølgende iterationer, for både et balanceret og ubalanceret load flow. Ved initialisering skal den afledte værdi ( $dx/dt$ ) for enhver af simuleringens tilstandsvariable være mindre end 0,0001.
- 8) kunne initialiseres i et stabilt arbejds punkt, som beskrevet i ovenstående, uden yderligere manuelle betjening af både statisk og dynamisk model. Alle relevante setpunkter, herunder setpunkter for aktiv og reaktiv effekt, skal kun angives ét centralt sted, hvorved modellen skal kunne initialiseres direkte ved brug af load-flow resultat uden anvendelse af programmeringer, herunder scripts.
- 9) kunne beskrive forbrugsanlæggets dynamiske egenskaber i mindst 60 sekunder efter enhver af ovenstående eksterne hændelser i det kollektive elforsyningssystem.
- 10) være numerisk stabil ved gennemførelse af en simulering på minimum 60 sekunder uden påtrykning af et hændelsesforløb eller ændring af randbetingelser, hvor de simulerede værdier for aktiv effekt, reaktiv effekt, spænding og frekvens skal forblive konstante under hele simuleringforløbet.
- 11) være numerisk stabil ved et momentant vektorspring på op til 20 grader i tilslutningspunktet.
- 12) kunne udnytte numeriske ligningsløserne med variabelt tidsskridt i intervallet 1 til 10 ms.
- 13) ikke indeholde krypterede eller kompilerede dele (accepteres ikke), da Energinet skal kunne kvalitetssikre resultaterne fra simuleringmodellen og vedligeholde denne uden begrænsninger ved softwareopdatering m.m.

Det accepteres, at simuleringmodellen i løbet af et gennemført simuleringforløb giver enkelte fejlmeddelelser om manglende konvergens i forbindelse med påtrykte eksterne hændelser. Dette vil dog i udgangspunktet blive opfattet som modelimplementeringsmæssig imperfektion, hvor årsagen og forslag til afhjælpning af denne skal fremgå af den tilhørende modeldokumentation.

Simuleringmodellen skal kunne integreres i Energinets samlede net- og systemmodel uden at have en problematisk indvirkning på anvendelsen af denne. Modelkravene specificeret i følgende underafsnit har bl.a. til formål at forebygge dette, men såfremt simuleringmodellen alligevel giver udfordringer ved integration med Energinets samlede net- og systemmodel, er det anlægsejerens ansvar at finde en løsning på dette i samarbejde med Energinet. I praksis vil det foregå således, at modeller testes og godkendes inden tildeling af ION. Efter udstedelse af ION vil Energinet teste simuleringmodellens performance ved integration med en større



systemmodel, og eventuelle udfordringer skal håndteres, inden endelig modelgodkendelse kan gives, jf. krav til FON.

Simuleringsmodellen skal leveres implementeret i seneste udgave af simuleringsværktøjet DlgSILENT PowerFactory ved anvendelse af de indbyggede netkomponentmodeller og standardprogrammeringsfunktioner, hvilket skal afspejles i den anvendte modelstruktur m.m.

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.

Såfremt det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg indeholder eksterne komponenter, fx af hensyn til overholdelse af nettilslutningskravene eller til levering af kommercielle systemydelser, skal simuleringsmodellen indeholde den nødvendige repræsentation af disse komponenter som krævet i **Afsnit 2**.

Data for netkomponenter og øvrige elektriske dele, som indgår i forbrugsanlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringniveau, som muliggør opbygning af en fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i **Afsnit 2**.

Såfremt den stationære simuleringsmodel er identisk med den beskrevne dynamiske simuleringsmodel, bortfalder kravet om en separat stationær simuleringsmodel.

#### 3.2.2.4 Modelleverance

RMS-modellen skal ved levering bestå af følgende:

- DlgSILENT PowerFactory-simuleringsmodel i seneste udgave:
  - En funktionel RMS simuleringsmodel, som overholder krav fra **Afsnit 3.2.2.3**, skal leveres for forbrugsanlægget forbundet til en simpel modelrepræsentation af det kollektive elforsyningssystem, f.eks. en Théveninækvivalent model.
- Brugervejledning med beskrivelse af:
  - modelantagelser og anvendelse af RMS-modellen.
  - modelbegrænsninger og alle de af forbrugsanlæggets funktioner, der ikke er inkluderet i RMS-modellen, som ville kunne antages at have betydning for forbrugsanlæggets dynamiske egenskaber og performance.
  - den anvendte modelaggregering jf. kravene fra **Afsnit 3.2.5**.
  - hvorledes simuleringsmodellen kan integreres i en større net- og systemmodel, som anvendt af Energinet.
  - opsætning og initialisering af simuleringsmodellen.
  - beskrivelser af og tilhørende parametre for de enkelte modelkomponenter, herunder mætning, ulinearitet, dødbånd, tidsforsinkelser samt begrænsningsfunktioner (non-wind-up/anti wind-up) samt look-up tabelfdata og anvendte principper for interpolation m.m.

- beskrivelser og entydige angivelser af simuleringsmodellens indgangs- og udgangssignaler.
- Verifikationsrapporter for RMS-modellen, som indeholder:
  - sammenligning af DigSILENT PowerFactory-modellens stationære og dynamiske respons med målinger foretaget på den virkelige forbrugsenhed. Dette omfatter ikke stationære harmoniske forhold.
  - en verificering, som specificeret i **Afsnit 4**.

### 3.2.2.5 Nøjagtighedskrav

Simuleringsmodellen skal repræsentere det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs stationære og dynamiske egenskaber i tilslutningspunktet. Simuleringsmodellen skal således reagere tilstrækkeligt nøjagtigt i forhold til det fysiske forbrugsanlægs stationære svar for et gyldigt stationært arbejds punkt og tilsvarende for det dynamiske svar i forbindelse med en ekstern hændelse i det kollektive elforsyningssystem.

Med henblik på design af anlæg og eftervisning af overholdelse af nettilslutningskrav vha. simuleringer, accepteres ingen tolerancer på simuleringstudierne. Tolerancer er forbeholdt måleusikkerheder og mindre uoverensstemmelser imellem det fysiske anlæg og hvad der er designet i et simuleringstilbud.

Anlægssejeren skal sikre, at simuleringmodellerne er verificeret med resultaterne af de definerede overensstemmelsesprøvninger [1] samt relevante test- og verifikationsstandarder, og skal fremsende den nødvendige dokumentation herfor.

Eftersom modelverifikationen omfatter forbrugsanlæggets stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med eksterne hændelser i det kollektive elforsyningssystem, og tilsvarende i forbindelse med setpunktsændringer for anlæggets forbrug af aktiv og reaktiv effekt, er det hensigtsmæssigt at definere nøjagtighedskrav og behandle verifikationsproceduren for disse forhold separat, som beskrevet i de efterfølgende afsnit.

#### 3.2.2.5.1 Nøjagtighedskrav i forbindelse med eksterne hændelser i det kollektive elforsyningssystem – Anlægskategori 7

Begrebet *eksterne hændelser* omfatter i denne sammenhæng momentane spændingsændringer målt i forbrugsanlæggets tilslutningspunkt, fx i forbindelse med kortslutning af en netkomponent eller i forbindelse med manuel kobling med en netkomponent i det kollektive elforsyningssystem. Test og verifikation af et forbrugsanlægs stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med sådanne eksterne hændelser gennemføres typisk kun i sammenhæng med certificering og typegodkendelse af det pågældende forbrugsanlæg eller delkomponent af anlægget. Disse standardtests gennemføres normalt for et enkeltanlæg, hvor en veldefineret spændingsprofil påtrykkes forbrugsanlægget, typisk på højspændingssiden af den anvendte maskintransformer.

Det primære formål med disse standardtests er verifikation og certificering af forbrugsanlæggets overholdelse af de påkrævede FRT-egenskaber. Resultaterne af disse standardtests anvendes ved den efterfølgende verifikation af de opstillede funktionskrav til, og nøjagtigheden af, den påkrævede simuleringstilbud.

Standardtest anvendt til modelverifikation skal gennemføres og dokumenteres i henhold til definitioner og beskrivelser givet ved [6].

Modelverifikationen er baseret på evaluering af simuleringsmodellens statistiske nøjagtighed, hvor nøjagtigheden fastlægges på baggrund af beregning af afvigelsen mellem modellens simulerede svar og den tilsvarende målte værdi, hvormed afvigelsen defineres som:  $X_E(n) = X_{sim}(n) - X_{m\ddot{a}t}(n)$ . Den beregnede afvigelse evalueres ved anvendelse af nedenstående statistiske kriterier defineret i [6].

- MXE - Den maksimale afvigelse (the maximum error).
- ME – Den gennemsnitlige afvigelse (the mean error).
- MAE – Den gennemsnitlige (absolutte) afvigelse (the mean absolute error).

Bilag viser, hvilke af forbrugsanlæggets elektriske signaler der er omfattet af ovenstående nøjagtighedskrav.

For at sikre en objektiv vurdering af simuleringsmodellens nøjagtighed skal følgende kvantitative krav være opfyldt for hver af de gennemførte standardtests, idet de for modellen beregnede afvigelser skal være mindre end eller lig med de i **Tabel 3** angivne tilladelige afvigelser for hver af de i [6] definerede tidsperioder (pre-fault, fault og post-fault).

De i **Tabel 3** angivne tilladelige afvigelser for de specificerede elektriske signaler er angivet i forhold til forbrugsanlæggets baseværdier i form af nominel aktiv effekt (gældende for evaluering af værdier for aktiv effekt og reaktiv effekt) samt nominel strøm (gældende for evaluering af værdier for aktiv strømkomponent og reaktiv strømkomponent), jf. definitionen i [6].

		Synkron- og Inverskomponenter											
		Aktiv effekt			Reaktiv effekt			Strøm (aktiv komponent)			Strøm (reaktiv komponent)		
		MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
Tilladelig afvigelse	Pre-fault	0,150	±0,100	0,120	0,150	±0,100	0,120	0,150	±0,100	0,120	0,150	±0,100	0,120
	Fault	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170	0,500	±0,300	0,400	0,170	±0,150	0,170
	Post-fault	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170

Tabel 3 Nøjagtighedskrav - tilladelige afvigelse

Nøjagtighedskravet til den påkrævede simuleringsmodel betragtes som værende opfyldt, såfremt samtlige de definerede tolerancer i forhold til tilladelig afvigelse er opfyldte.

Simuleringsmodellen må generelt ikke vise egenskaber, der ikke kan påvises for det fysiske forbrugsanlæg.

### 3.2.2.5.2 Nøjagtighedskrav i forbindelse med ændringer af forbrugsanlæggets arbejds punkt Anlægskategori

Begrebet *ændringer af forbrugsanlæggets arbejds punkt* omfatter i denne sammenhæng manuelle ændringer af forbrugsanlæggets stationære arbejds punkt, fx i forbindelse med en setpunktændring for anlæggets forbrug af aktiv effekt eller tilsvarende ændring af setpunktet for de øvrige påkrævede reguleringsfunktioner. Test og verifikation af et forbrugsanlæggs stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med sådanne setpunktændringer gennemføres typisk i sammenhæng med de påkrævede overensstemmelsesprøvninger [1].

Det primære formål med disse standardtests er verifikation af forbrugsanlæggets overholdelse af de påkrævede stationære og dynamiske egenskaber i tilslutningspunktet, herunder overholdelse af de definerede krav i forhold til fx reaktionstid og reguleringsgradienter, aktiveringsniveauer for regulerings- og begrænserfunktioner samt verifikation af forbrugsanlæggets arbejdsområde m.m.

Resultaterne af disse standardtests anvendes ved den efterfølgende verifikation af de opstillede funktionskrav til, og nøjagtigheden af, den påkrævede simuleringsmodel.

Som minimum skal følgende af simuleringsmodellens reguleringsfunktioner inkluderes i modelverifikationen:

- Aktiv effektregulering
- Reaktiv effektregulering
- Frekvensregulering (hvis relevant)
- Systemværnsindgreb (slutværdi og gradient for nedregulering af aktiv effekt) – hvis pålagt.

Simuleringsmodellens nøjagtighed i forhold til de påkrævede reguleringsfunktioner skal verificeres på baggrund af beregning af afvigelsen i modellens simulerede svar i forhold til den tilsvarende målte værdi.

Bilag 3 viser, hvilke af forbrugsanlæggets elektriske signaler der er omfattet af ovenstående nøjagtighedskrav.

For at sikre en objektiv vurdering af simuleringsmodellens nøjagtighed skal følgende kvantitative krav, som er gældende for forbrugsanlæggets steprespons, jf. definitionen i [6], være opfyldt for hver af de gennemførte standardtests, idet de for modellen beregnede afvigelser skal være mindre end eller lig med de i **Tabel 4** angivne tilladelige afvigelser.

	Rise time	Reaction time	Settling time	Overshoot	Steady state
	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$
<b>Tilladelig afvigelse</b>	< 50 ms	< 50 ms	< 100 ms	< 15 %	< 2 % af $P_{nomi- nel}$

Tabel 4 Nøjagtighedskrav - tilladelige afvigelse

Nøjagtighedskravet til den påkrævede simuleringsmodel betragtes som værende opfyldt, såfremt samtlige de definerede tolerancer i forhold til tilladelig afvigelse er opfyldte.

Simuleringsmodellen må generelt ikke vise egenskaber, der ikke kan påvises for det fysiske forbrugsanlæg.

### 3.2.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel<sup>11</sup>

Simuleringsmodellen for det samlede transmissionstilsluttede forbrugsanlæg skal repræsentere forbrugsanlæggets emission af harmoniske overtoner og passive harmoniske respons (harmonisk impedans) i frekvensområdet 50-2500 Hz i tilslutningspunktet, gældende for forbrugsanlæggets definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære netforhold, hvor forbrugsanlæggets skal kunne drives.

Hvis det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg er opbygget af enkelte enheder, der alle bidrager med emission af harmoniske, skal der leveres en aggregeret simuleringsmodel, som er repræsentativ for den samlede emission fra forbrugsanlægget samt det passive harmoniske respons set fra tilslutningspunktet. Som alternativ til den aggregerede simuleringsmodel kan en fuldt detaljeret simuleringsmodel leveres, hvori alle relevante kilder til harmonisk emission og komponenter, der har en effekt på den harmoniske impedans, er inkluderet. Begge modeltyper skal være repræsentative for det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs samlede emission af heltals-harmoniske, angivet som RMS-spændinger, samt forbrugsanlæggets passive respons i frekvensområdet 50 Hz til 2500 Hz set fra tilslutningspunktet. Modellerne skal indeholde de relevante synkron-, invers- og nul-sekvensimpedanser i det specificerede frekvensområde med en frekvensopløsning på 1 Hz.

Såfremt en fuldt detaljeret simuleringsmodel leveres, er det anlægsejerens ansvar at specificere en metode for summering af emission fra de harmoniske kilder, som forbrugsanlægget består af. Dette kan enten gøres ved at specificere krav til fastsættelse af vinklen på Théveninspændingen for hver harmonisk frekvens, givet specifikt for hver harmonisk kilde, eller ved at benytte en summeringslov som eksempelvis angivet i IEC 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems [4].

Benyttes en summeringslov, skal  $\alpha$ -koefficienterne fastsættes af anlægsejeren. Der skal redegøres for valg af  $\alpha$ -koefficienterne for alle harmoniske. For begge metoder er det anlægsejerens ansvar at redegøre for, at den anvendte metode giver et korrekt respons for det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs samlede emission.

Data for netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringniveau, som muliggør opbygning af en komplet frekvensafhængig simuleringsmodel i frekvensområdet 50 Hz til 2500 Hz. Dette inkluderer opsamlingskabler, transformere, filtre mm. Omfanget af leverancen godkendes af Energinet.

Udbygges det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg over tid, leveres en simuleringsmodel for hvert udbygningsstadium eller det beskrives, hvordan en samlet model benyttes til at repræsentere de enkelte udbygningsstadier. Omfanget af dette aftales mellem anlægsejeren og Energinet.

Såfremt det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs emission eller impedanser er afhængige af anlæggets arbejds punkt, skal modellen leveres ved tre effektområder ved nominel spænding og nul reaktiv effekt:  $P = 0,0$  pu,  $P = 0,5$  pu og  $P = 1,0$  pu. Derudover skal det beskrives, hvordan reaktiv effekt påvirker den harmoniske emission og impedans. Det er anlægsejerens ansvar at

<sup>11</sup> Ikke relevant for anlægskategori 5, hvor harmonisk simuleringsmodel ikke er påkrævet.

dokumentere afhængighed af arbejdspunktet samt at sikre korrekt implementering i modellerne.

### 3.2.3.1 Nøjagtighedskrav

Metoden, der anvendes til opstilling af simuleringsmodellen for det transmissionstilsluttede forbrugsanlæg, skal specificeres og godkendes af Energinet. Bestemmes modelparametre ved måling, skal en målerapport vedlægges som dokumentation. Desuden skal der redegøres for, hvordan modelparametre fastsættes ud fra målerapportens resultater. Fastsættes modelparametre ved beregning eller simulering, skal den anvendte metode specificeres samt understøttes med eksempler på udledning af modelparametre.

### 3.2.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

PSCAD-modellen leveret af anlægsejeren skal være en nøjagtig repræsentation af det samlede anlæg såvel som specifikke komponenter. Modellen skal være testet imod felldata og også mod fabriksgodkendelsestestdata efter midlertidig idriftsættelse. Modellen skal indeholde anlægsspecifikke indstillinger. Modellen skal være nøjagtig til at studere transienter på systemniveau, hvor frekvensområdet kan være i størrelsesordenen få Hz til få kHz. Anlægsejer skal levere en modelbrugervejledning, der beskriver forskellige modeldetaljer, inputparametre og outputparametre.

Anlægsejer har ansvar for at levere en transient simuleringsmodel af forbrugsanlægget til Energinet i henhold til nedenstående specifikation:

- 1) EMT-modellen skal udvikles og leveres i PSCAD/EMTDC, og være kompatibel med den PSCAD-version som aftales med Energinet.
- 2) Hvis forbrugsanlægget består af flere identiske forbrugsenheder, skal EMT-modellen aggregeres som beskrevet i **Afsnit 3.2.5**. Den aggregerede model skal være skalerbar ved hjælp af en indbygget funktion eller ved hjælp af en ekstern PSCAD 'skalerings'-komponent.
- 3) Det er anlægsejerens ansvar at sikre, at den leverede EMT-model indeholder alle relevante regulerings-, kontrol og beskyttelsesfunktioner. Det inkluderer f.eks. følgende:
  - a) En fuld repræsentation af de indre og ydre reguleringsløjfer for effektelektronik-baseret anlæg.
  - b) En fuld repræsentation af plant-level-regulering, herunder Power Plant Controller (PCC), som inkluderer tidsforsinkelser, transition til og fra fault ride-through modes mm.
  - c) Modellen skal omfatte alle kontrol- og beskyttelsesfunktioner på anlægsniveau som implementeret i det faktiske udstyr.
- 4) EMT-modellen skal kunne understøtte flere "instances" af sin egen "definition" i den samme simulationscase.
- 5) EMT-modellen må indeholde prækompilerede og krypterede dele. EMT-modellens kompilerede dele skal være DLL-baseret. EMT-modellen skal være kompatibel med Energinets simuleringsmiljø, hvor kompiler-indstillinger (version og kompatibelt versionsinterval af Intel Fortran og MS Visual Studio) aftales mellem anlægsejer og Energinet.
- 6) Simuleringstidspunkt for påbegyndelse af EMT-modellens optag af tilsyneladende effekt skal kunne indstilles af brugeren.

- 7) Simuleringstidspunkt for aktivering af forbrugsanlæggets beskyttelsessystemer i EMT-modellen skal kunne indstilles af brugeren.
- 8) For forbrugsenheder med en nettilsluttet konverter skal anlægsejer i sin EMT-model repræsentere konverterens skiftedynamikker enten på transistorniveau eller som en styret spændingskilde/strømkilde-approksimation ('average' model). Såfremt modellen er baseret på en 'average' modelrepræsentation, skal anlægsejer verificere, at kontrol- og beskyttelsesfunktionaliteterne ikke er forenklet, og at modellen er velegnet til dynamisk responsanalyse i området fra Hz-kHz. Ved brug af average model skal denne lave et gennemsnit med skiftetrekvensen for anlæggets dynamikker, således at hurtige reguleringssløjfer bevares og det udelukkende er skiftedynamikken og eventuel pulsbreddemodulation der udelades. Denne average modelrepræsentation skal stadig korrekt kunne repræsentere de dynamikker, der er imellem DC-siden og AC-siden af anlægget.
- 9) EMT-modellen skal kunne anvendes med et tidsskridt på 10 mikrosekunder. Hvis anlægsejer ønsker at anvende et andet tidsskridt end 10 mikrosekunder, skal dette godkendes af Energinet.
- 10) EMT-modellen skal valideres for simuleringer ved forskellige simuleringstidsskridt. Modellen skal give tilnærmelsesvis samme resultater ved transiente simuleringer med et hvert tidsskridt i det gyldige interval.
- 11) EMT-modellen skal kunne optræde funktionelt flere gange i samme PSCAD-simuleringsfil, uden at dette leder til at væsentlige ændringer skal foretages. Derfor skal EMT-modellen kunne indgå som adskillige "definitions" eller adskillige "instances". Hvis modellen indeholder et alternativ til brug af adskillige "definition" eller "instance" skal dette beskrives i brugervejledningen.
- 12) EMT-modellen skal understøtte brug af PSCAD/EMTDCs "snapshot"-funktion. Det påkræves, at modellen viser samme svar med og uden brug af snapshot-funktionen.
- 13) EMT-modellen skal understøtte brug af PSCAD/EMTDCs "multiple run"-funktion.
- 14) EMT-modellen må ikke bruge eller være afhængig af global variable i PSCAD.
- 15) EMT-modellen må ikke gøre brug af flere lag i PSCAD-værktøjet inklusive "disabled" lag.
- 16) Modellen skal kunne initialiseres på maksimalt 3 sekunders simuleringstid.
- 17) EMT-modellen skal repræsentere alle komponenter, reguleringssystemer og beskyttelsessystemer relevante for EMT-analyser.
- 18) Alle for EMT-analyser relevante funktionsindstillinger i forbrugsanlæggets reguleringssystem, der kan ændres enten lokalt eller ved fjernkontrol, skal være tilgængelige parametre i simuleringssmodellen. Omfanget af leverancen godkendes af Energinet.
- 19) Alle elektriske, mekaniske, regulerings og beskyttelsessignaler relevante for EMT-analyser af det kollektive elforsyningssystem skal være tilgængelige i EMT-modellen. Omfanget af leverancen godkendes af Energinet.
- 20) 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. Omfanget af leverancen godkendes af Energinet.
- 21) EMT-modellen skal repræsentere forbrugsanlæggets FRT-egenskaber, hvis relevant.
- 22) Hvis forbrugsanlægget har særlige funktioner, som for eksempel et reguleringsregime for særligt svagt net, skal disse funktioner inkluderes i EMT-modellen. En relevant

modelteknisk beskrivelse af de særlige funktioner og disses begrænsninger skal inkluderes i EMT-modellens brugervejledning.

- 23) Modellen skal være gyldig for stationære driftsforhold.
- 24) EMT-modellen skal være anvendelig for EMT-simuleringer af balancerede samt ubalancerede fejl og afbrydelse af forbrugsanlæggets forbindelse til det kollektive elforsyningssystem.

#### 3.2.4.1 Modelleverance

EMT-modellen skal ved levering bestå af følgende:

- PSCAD/EMTDC-simuleringsmodel – version efter aftale med Energinet.
  - En funktional PSCAD-simuleringsmodel, der overholder krav fra **Afsnit 3.2.4.1**, skal leveres for forbrugsanlægget forbundet til en simpel modelrepræsentation af det kollektive elforsyningssystem, f.eks. en Théveninækvivalent model.
  - Identificer tydeligt producentens EMT-modeludgivelsesversion og den relevante tilhørende hardware-firmwareversion.
- Brugervejledning med beskrivelse af:
  - modelantagelser og anvendelse af EMT-modellen.
  - modelbegrænsninger og alle de af forbrugsanlæggets funktioner, der ikke er inkluderet i EMT-modellen, som ville kunne antages at have betydning for forbrugsanlæggets transiente elektriske egenskaber og performance.
  - den anvendte modelaggregering jf. kravene fra **Afsnit 3.2.5**.
  - hvorledes simuleringsmodellen kan integreres i en større net- og systemmodel, som anvendt af Energinet.
  - højeste mulige tidsskridt.
  - hvor mange "definitions" og "instances" der kan oprettes af modellen.
- Verifikationsrapporter for EMT-modellen som indeholder:
  - en sammenligning af EMT-modellens stationære og dynamiske respons med målinger foretaget på den virkelige forbrugsenhed.
  - en verificering, som specificeret i **Afsnit 4**.

#### 3.2.4.2 Nøjagtighedskrav

Nøjagtigheden af den påkrævede transiente simuleringsmodel fastlægges på samme måde som for den dynamiske simuleringsmodel (RMS-model), jf. **Afsnit 3.2.2.5**, ved anvendelse af passende filtrering til beregning af grundtonekomponenten af målte og simulerede værdier. Metoden anvendt til filtrering aftales mellem anlægsejer og Energinet. Nøjagtighedskravet til den transiente simuleringsmodel og den anvendte evalueringsmetode er dermed identisk med den påkrævede dynamiske simuleringsmodel.

#### 3.2.5 Aggregering af modeller for forbrugsanlæg

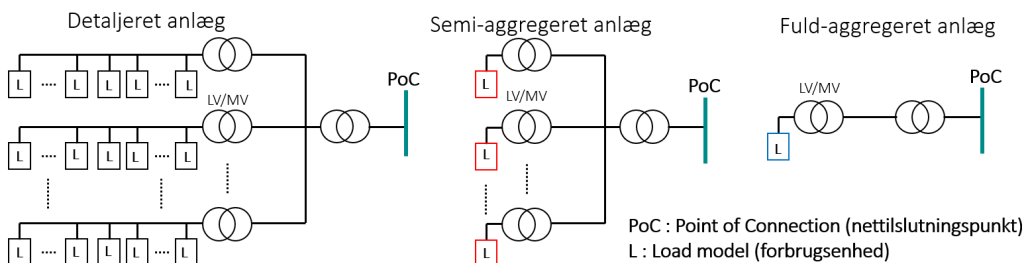
Forbrugsanlægget kan bestå af adskillige mindre enheder som tilsammen udgør mærkeeffekten af forbruget i tilslutningspunktet. For analyser i det kollektive elforsyningssystem implementerer Energinet en fuld-aggregeret eller semi-aggregeret model af anlægget, afhængigt af anlæggets



interne komponenter, symmetri set fra tilslutningspunktet, den elektriske afstand imellem tilslutningspunktet og interne komponenter og enheder mm.

Såfremt forbrugsanlægget består af flere identiske forbrugsenheder, har anlægsejer ansvar for at levere aggregerede simuleringsmodeller af forbrugsanlægget til Energinet i henhold til nedenstående specifikation:

- Det er anlægsejers ansvar at sikre, at den aggregerede dynamiske model er en retvisende repræsentation for det samlede forbrugsanlæg i tilslutningspunktet, både under statiske og dynamiske forhold, jf. de krav der er nedsat for stationære, dynamiske og transiente modeller i nærværende dokument.
- Anlægsejer skal i brugervejledningen for modellen inkludere
  - beskrivelser af de anvendte principper for aggregering samt eventuelle begrænsninger for anvendelsen af denne. Simuleringsmodellens parametring skal indeholde komplette datasæt for enkeltanlæg og det aggregerede anlæg.
  - et verifikationsafsnit der dokumenterer, at den fuld-aggregerede model er repræsentativ for en detaljeret repræsentation af anlægget. Hvorvidt dette gøres gennem en sammenligning af den fuld-aggregerede model med en detaljeret repræsentation af anlægget eller gennem analytiske tiltag aftales imellem anlægsejer og Energinet.
  - en beskrivelse af det fulde park-layout.
- For de statiske og dynamiske RMS-simuleringsmodeller accepteres kun en fuld-aggregeret model af anlægget.
- For den dynamiske EMT-simuleringsmodel accepteres en semi-aggregeret model af anlægget, såfremt anlægsejer kan påvise at en fuld-aggregeret model ikke er tilstrækkelig for retvisende at bevare anlæggets dynamiske og transiente egenskaber.
- Ved hybride anlæg med flere forskellige typer af forbrugsenheder skal der foretages en fuld-aggregering af hver enhedstype for sig. Dette gælder både for RMS- og EMT-modeller.



Figur 2 Eksemplificeret enstregdiagram der visualiserer forskellige aggregeringsniveauer omtalt i nærværende dokument.

### 3.3 Transmissionstilsluttede forbrugsanlæg - Anlægskategori 6

#### 3.3.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)

Til modellering af transmissionstilsluttede forbrugsanlæg i kategori 6 skal anlægsejeren levere belastningsprofiler for samtlige tilslutningspunkter, hvor et sådant forbrugsanlæg er tilsluttet transmissionssystemet.

Ved ændring i køreplaner, eller ved udbygning af køreledningsanlæg, kan Energinet kræve opdaterede belastningsprofiler for relevante transmissionstilsluttede forbrugsanlæg af den pågældende kategori.

Belastningsprofilerne leveres med angivelse af det transmissionstilsluttede forbrugsanlægs optag af aktiv og reaktiv effekt med en tidsopløsning på et sekund. Det aftales mellem Energinet og anlægsejeren, hvilket tidsrum belastningsprofilerne skal dække. Belastningsprofilerne for samtlige tilslutningspunkter skal være tidssynkroniserede, således at effektforbrugets samtidighed er korrekt repræsenteret.

For transmissionstilsluttede forbrugsanlæg i kategori 6 kan modeldata leveres i et defineret regnearksformat.

### 3.3.2 Nøjagtighedskrav

Der stilles ikke krav til nøjagtighed. Anlægsejeren skal sikre, at den påkrævede dataudveksling sker på baggrund af konsoliderede data.

### 3.3.3 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

Ikke påkrævet.

### 3.3.4 Krav til harmonisk simuleringsmodel

Ikke påkrævet.

### 3.3.5 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Ikke påkrævet.

## 4. Verifikation af simuleringsmodel

Anlægsejeren skal sikre, at simuleringsmodellerne er verificeret [1]. Anlægsejeren er ansvarlig for al udførelse af test til modelverifikation, herunder fremskaffelse af nødvendigt måleudstyr, dataloggere og personel. Anlægsejeren er desuden ansvarlig for gennemførelse og dokumentation af den påkrævede modelverifikation, herunder dokumentation af overholdelse af de definerede nøjagtighedskrav til simuleringsmodellen.

Den praktiske udførelse af overensstemmelsesprøvninger skal ske som specificeret i [1], hvor omfanget af modelverifikationen fastlægges i samarbejde med Energinet, efter oplæg fra anlægsejeren.

Anlægsejeren skal dokumentere målingerne anvendt til verifikation af simuleringsmodellen for forbrugsanlægget i form af en rapport indeholdende beskrivelser af hvert datasæt, herunder det anvendte måleudstyr og den efterfølgende databehandling, samt randbetingelser for de gennemførte overensstemmelsesprøvninger og årsag til eventuelle afvigelser i forhold til de specificerede randbetingelser.

Måleresultater sammenholdes med de tilsvarende simulerede resultater, og simuleringsmodellens nøjagtighed dokumenteres i form af en verifikationsrapport. Modelverifikationsproceduren betragtes først som afsluttet, når Energinet har godkendt den af anlægsejeren fremsendte modelverifikationsrapport.

Tidsseriemålingerne anvendt til verifikation af simuleringsmodellen skal vedlægges verifikationsrapporten i CSV-format (comma-separated values).

### 4.1.1 Verifikationskrav til stationær simuleringsmodel (stationære og kortslutningsforhold)

Verifikation er ikke påkrævet; dog skal det dokumenteres, at den stationære simuleringsmodel er repræsentativ for forbrugsanlæggets stationære og quasi-stationære egenskaber, hvor et særligt fokus skal rettes mod anlæggets subtransiente og transiente kortslutningsbidrag i forbindelse med en vilkårlig fejl i det kollektive elforsyningssystem.

#### 4.1.2 Verifikationskrav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

Simuleringsmodellen skal verificeres af anlægsejeren for det samlede forbrugsanlæg, omfattende samtlige påkrævede reguleringsformer og eftervisning af forbrugsanlæggets stationære og dynamiske egenskaber ved påtrykning af de i **Afsnit 3.2.2** beskrevne setpunktsændringer og eksterne hændelser i det kollektive elforsyningssystem.

Modelverifikationen sker på baggrund af måleresultater optaget i forbindelse med gennemførelsen af typetest eller de påkrævede overensstemmelsesprøvninger ved forbrugsanlæggets idriftsættelse eller ved kombination af disse, således at de opstillede funktionskrav til, og nøjagtigheden af, den påkrævede simuleringsmodel kan verificeres.

Som minimum skal følgende målesignaler optages i forbindelse med de gennemførte overensstemmelsesprøvninger ved forbrugsanlæggets idriftsættelse til brug for den efterfølgende modelverifikation:

- Aktiv effekt – målt i tilslutningspunktet.
- Reaktiv effekt – målt i tilslutningspunktet.
- Fasespændinger – målt i tilslutningspunktet.
- Fasestrømme – målt i tilslutningspunktet.
- Netfrekvens – målt i tilslutningspunktet.
- Setpunkt for aktiv effekt:
- Signal for aktivering af systemværn.
- Andre specifikke krav for signaler identificeret af Energinet.

#### 4.1.3 Verifikationskrav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Identisk med verifikationskrav til RMS-model, jf. **Afsnit 4.1.2**.

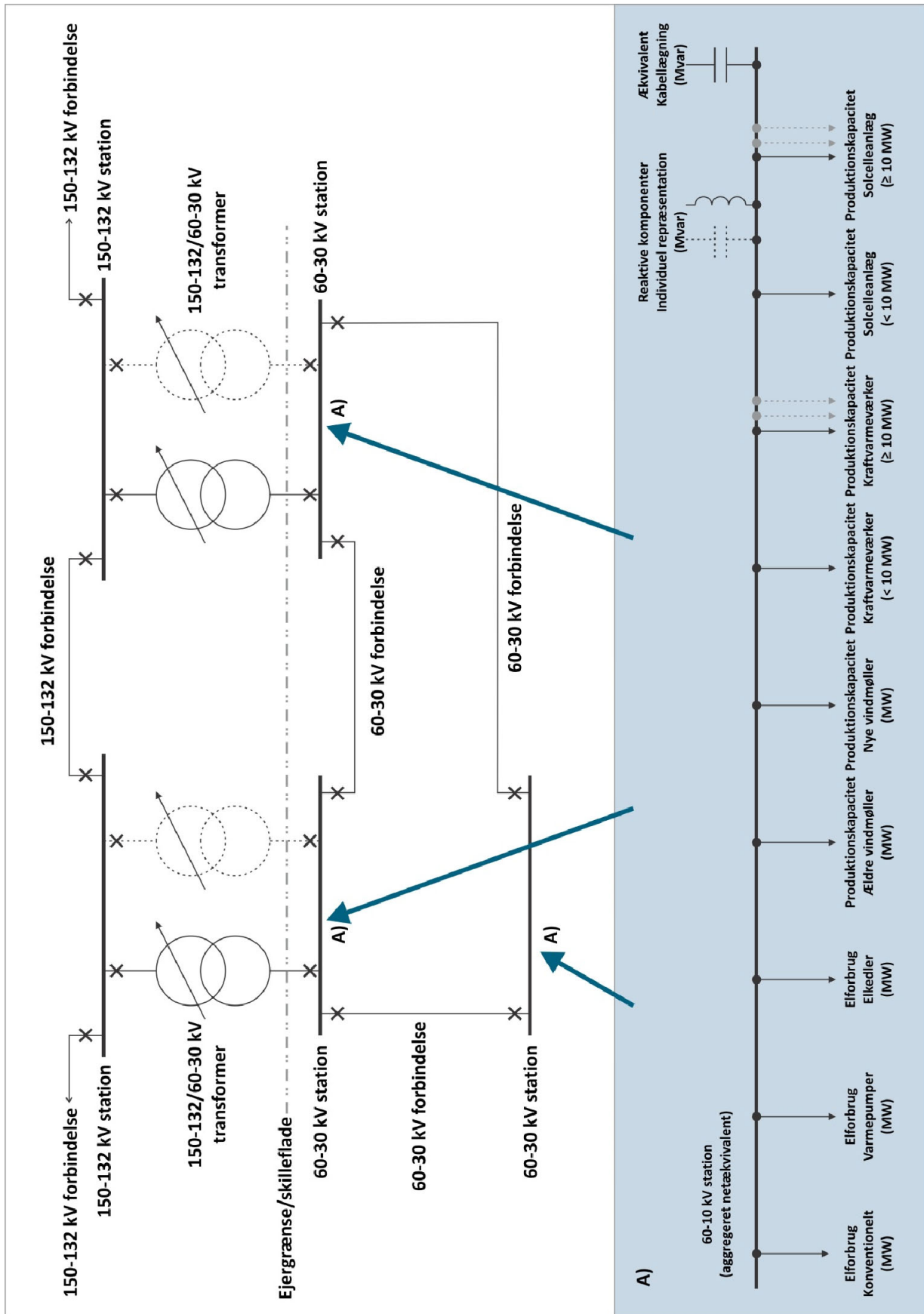
#### 4.1.4 Verifikationskrav til harmonisk simuleringsmodel

Intet krav om modelverifikation.

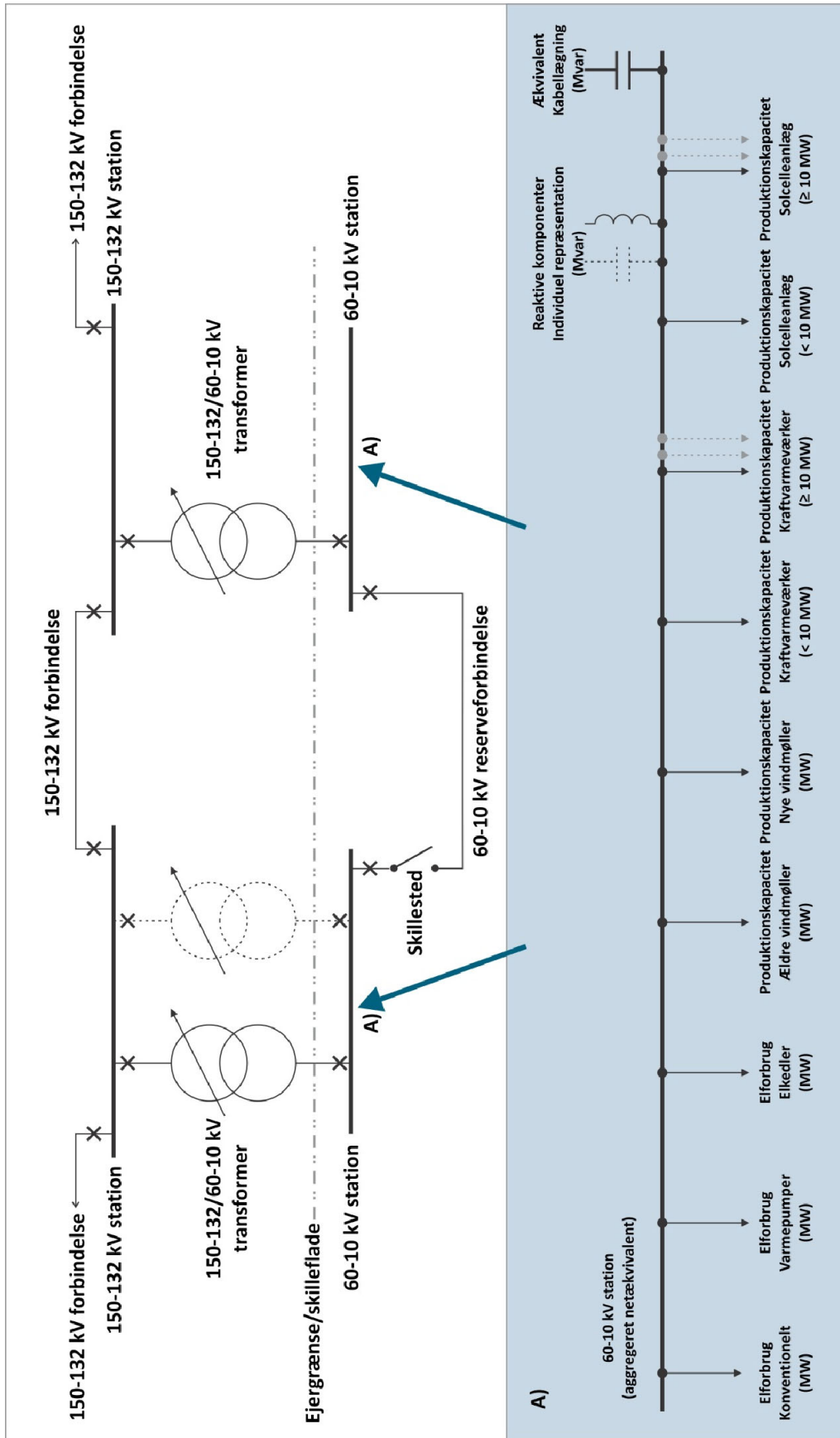
## 5. Referencer

1. Kommissionens Forordning (EU) 2016/1388 af 17. august 2016 om fastsættelse af netregler om nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer (DCC).
2. Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV, Energinet, maj 2013.
3. Teknisk forskrift TF 2.1.2 Automatisk og manuel elforbrugsaflastning, Energinet, juni 2014.
4. IEC 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
5. Kommissionens Forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SO GL).
6. IEC 61400-27-2: Wind turbines – Part 27-2: Electrical simulation models – Model validation.

Bilag 1 – Netækvivalent for formaskede 60-10 kV-netområder



Bilag 2 – Netækvivalent for afgrænsede 60-10 kV-netområder



## Bilag 3

Signaler omfattet af modelverifikationskravet:

- Aktiv effekt – målt i tilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).
- Reaktiv effekt – målt i tilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).
- Fasestrømme (aktiv komponent) – målt i tilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).
- Fasestrømme (reaktiv komponent) – målt i tilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).