



Workshop - Regulamentul 631/2016

Norma Tehnică: Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru generatoare sincrone

Transmission and System Operator
of the National Power System

We lead the power



Cuprins

1. Situația curentă – Coduri existente
2. Implementare Regulament RfG- Concept
 - **Articolul 10 - Consultarea publică**
3. Domeniu de aplicare
4. Clasificare unități de generare
5. Domenii de cerințe cuprinse în Norma Tehnică
6. **STABILITATEA DE FRECVENȚĂ**
 - Rămânerea în funcțiune în domeniul de frecvență
 - Comportarea la abaterea de frecvență
7. **STABILITATEA ÎN FUNCȚIONARE**
 - Cerințe impuse generatoarelor de tip B și C pentru trecerea peste defect
 - Cerințe impuse generatoarelor de tip D pentru trecerea peste defect
8. **STABILITATEA DE TENSIUNE**
 - Reglajul de tensiune și de putere reactivă
 - Cerințe impuse grupurilor generatoare sincrone pentru stabilitatea de tensiune
9. **OPERARE SISTEM**
10. **RESTAURARE SISTEM**
 - Cerințe impuse generatoarelor de tip C pentru regim de funcționare în insulă
 - Cerințe impuse generatoarelor de tip C pentru resincronizarea rapidă
11. **SR EN 50438**
12. **Concluzii**

Cod de rețea – elaborat de ENTSO-E – armonizare cerințe tehnice și mecanisme de piață de energie

Principalul obiectiv : piață internă în cadrul Comunității (Directiva 2009/72/EC și Regulamentul EC Nr 714/2009);

Codurile de conectare

R 631/14.04.2016 - RfG
Cerințe pentru racordarea
instalațiilor de generare

R 1388/17.08.2016 – NC
DCC Cerințe pentru
racordarea consumatorilor

R 1447/26.08.2016 – NC
HVDC
Cerințe pentru racordarea
sistemelor de IT în curent
continuu și a modulelor
generatoare conectate la c.c.

Linii directe privind operarea sistemelor

- GL OS
- GL LFC&R
- GL OPS

GL ER- Ghid
pentru situațiile de
urgență și
restaurarea
sistemului

Reglementarea pieței de energie

R 1222/ 14.08.2015
CACM – Alocarea capacităților
și gestionarea congestiilor

R 1719/ 26.09.2016
FCA – Alocarea capacităților pe
termen lung

NC EB – Echilibrarea
sistemelor electroenergetice
interconectate sincron

1. Situația curentă – Coduri existente

Cod Tehnic al RET
(OTS)

Cod Tehnic al RED
(OD)

Include o singură structură:

Cerințe pentru racordare
unități generatoare

Monitorizare etc.

Include o singură structură:

Link pentru
Cerințe detaliate pentru
racordare
etc.

Norme tehnice conectare RES

Aspecte
tehnice

Proces
desfășurare

Cerințe
specifice

Proceduri
specifice

Consultare: Design &
instituții, părțile interesate

Aprobare ANRE

**Depunere Comisie
Europeana – EU**

Directiva 98/34/CE

NT 51/2009 cerințe pentru racordarea
centralelor electrice eoliene (CEE)
NT 30/2013 cerințe pentru racordarea
centralelor electrice fotovoltaice (CEF)

Ordinul nr. 74/2013, modificat
de ANRE **Ordinul nr. 59/2014**
procedura de verificare și
certificare



Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

2. Implementare Regulament RfG- Concept

Legislație Europeană: Cod de rețea cu cerințe pentru racordare la rețea a unităților generatoare

Cadru secundar de reglementare România– coduri de rețea

Norme Tehnice:

- Cerințe non exhaustive convenite la nivel de Europa Continentală (OTS-uri);
- Cerințe non exhaustive aprobate la nivel național;
- Cerințe specifice.

Proceduri (Capitolul III - VI):

- Procedura operațională de notificare pentru racordare;
- Teste și conformități;
- Derogări;
- Tehnologii emergente.

Intern OTS & OD

Proceduri



Regulamentul 631/2016

Clasificare generatoarelor

Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru generatoare sincrone

Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru Module generatoare

Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centrale formate din module generatoare

Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public -unitati offshore

Procedura notificare si conformitate

Procedura si criteriile de derogare

Procedura cost-beneficiu

Procedura acceptare tehnologii emergente

*General
provision*

Requirements

*Operational
Notification
Procedure for
Connection*

Compliance

Derogations

*Emerging
technologies*

*Final Provisions
6/39*

Articolul 10 - Consultarea publică

1. Operatorii de sistem relevanți și OTS relevanți se consultă cu părțile interesate, inclusiv cu autoritățile competente ale fiecărui stat membru, în privința unor **propuneri de a extinde aplicarea prezentului regulament** la instalațiile de producere a energiei electrice **existente** (art. 4 alin. (3)), pentru **propunerea de praguri** (art. 5 alin (3)), și a raportului elaborat în conformitate cu articolul 38 alineatul (3) **și a analizei cost-beneficiu** în conformitate cu articolul 63 alineatul (2). **Consultarea se întinde pe o perioadă de cel puțin o lună.**

2. Operatorii de rețea relevanți sau OTS relevanți țin seama în mod corespunzător de opiniile părților interesate care rezultă în urma consultărilor, înainte de prezentarea proiectului de propunere pentru praguri, a raportului sau a analizei cost-beneficiu spre aprobarea autorității de reglementare sau, dacă este cazul, a statului membru. În orice situație, trebuie să se elaboreze o justificare solidă a includerii sau a neincluserii opiniilor părților interesate, care să fie publicată în timp util, înainte de publicarea propunerii sau simultan cu aceasta.

3. Domeniu de aplicare

- Tuturor unităților generatoare (generatoare sincrone, module generatoare și centrale formate din module de generare) NOI, considerate semnificative de OTS și conectate la sistemul sincron european (module de generare, grupuri sincrone și centrale formate din module de generare).
- Modernizarea cu implicații semnificative ale unor generatoare (tip C și D, spor de putere cu trecere la o altă categorie, cerințe aplicabile modernizării în sine).
- Revizuire nu mai devreme de 3 ani.

4. Clasificare unități de generare și centrale formate din module de generare

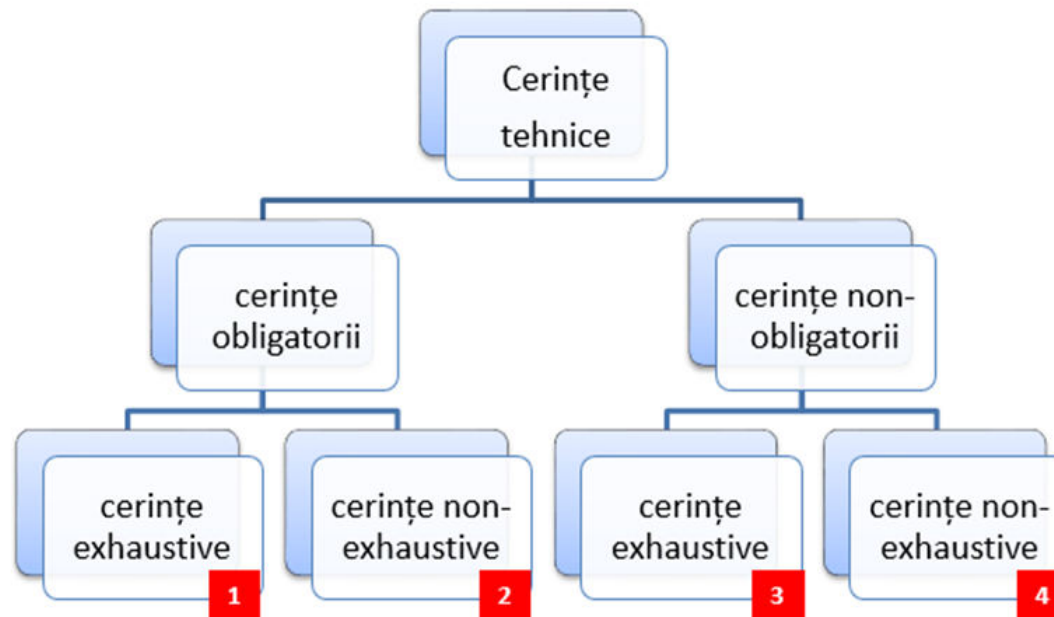
Tip A	Tip B	Tip C	Tip D
0,8 kW-1 MW) 0,8 kW-1 MW)	[1 MW – 50 MW) [1 MW – 5 MW)	[50 MW – 75 MW) [5 MW – 20 MW)	≥ 75 MW ≥ 20 MW)
<110 kV	<110 kV	<110 kV	≥ 110 kV

Situație grupuri sincrone SEN

P < 5 MW

SEN	Pi.G < 1 MW Cls A)		1 MW ≤ Pi.G < 5 MW Cls B)	
	Nr.GS	ΣPi.G [MW]	Nr.G	ΣPi.G [MW]
Hidro	549	218.416	161	319.680
Carbune	1	0.067	1	4.700
Biomasa	27	7.28	12	21.727
Geotermal	1	0.050	0	0.000
Hidrocarburi	44	24.668	128	299.548
Nuclear	0	0.000	0	0.000
Total	622	250.481	302	645.655

Relația între cerințele obligatorii / non-obligatorii și exhaustive / non-exhaustive



5. Domenii de cerințe cuprinse în Norma Tehnică

- ❖ **STABILITATEA DE FRECVENȚĂ**
- ❖ **STABILITATEA ÎN FUNCȚIONARE**
- ❖ **STABILITATEA DE TENSIUNE**
- ❖ **OPERARE SISTEM**
- ❖ **RESTAURARE SISTEM**

6. Stabilitatea de frecvență

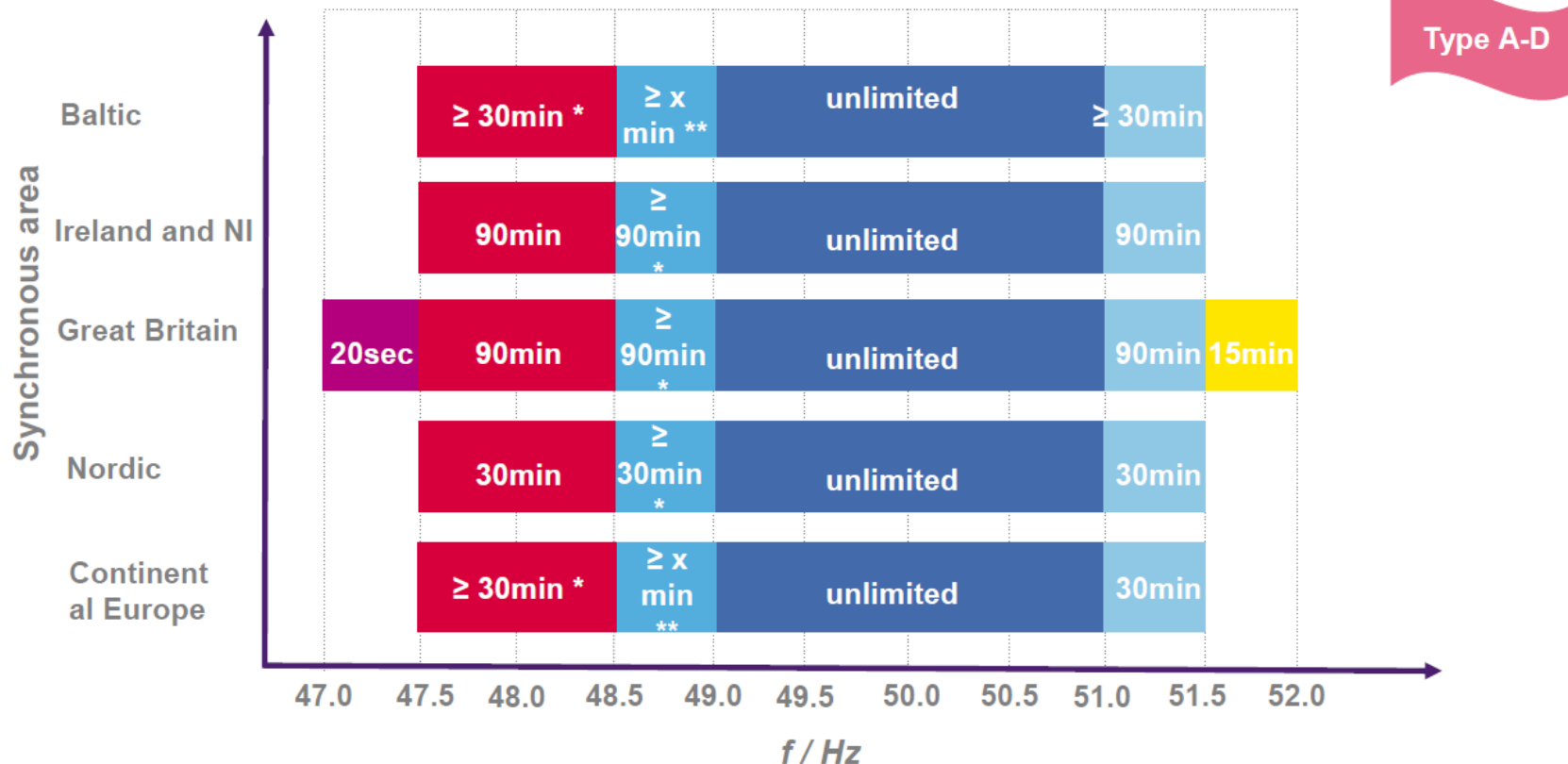
Stabilitatea la variațiile de frecvență

- Domeniu de frecvență
- Răspunsul limitat la abaterile de frecvență – la creșterea frecvenței (RFA-CR)
- Răspunsul limitat la abaterile de frecvență - la scăderea frecvenței (RFA-SC)
- Reducerea puterii maxime la scăderea frecvenței
- Capacitatea de a suporta viteze de variație a frecvenței
- Menținerea valorii constante a puterii active mobilizate
- Răspunsul continuu la abaterile de frecvență
- Deconectarea / Conectare automată
- Telecomandă ON/OFF
- Reducere de putere activă (fast valving)
- Reglajul puterii active și domeniul de reglaj
- Monitorizarea răspunsului de putere activă la abaterile de frecvență (on si offline)

<u>Cerință</u>	<u>Tip cerință</u>	<u>Tip A</u>	<u>Tip B</u>	<u>Tip C</u>	<u>Tip D</u>
Domeniul de frecvență	Stabilitatea de frecvență	X	X	X	X
Răspunsul limitat la abaterile de frecvență – la creșterea frecvenței (RFA-CR)	Stabilitatea de frecvență	X	X	X	X
Capacitatea de a suporta viteze de variație a frecvenței	Stabilitatea de frecvență	X	X	X	X
Menținerea valorii constante a puterii active mobilizate	Stabilitatea de frecvență	X	X	X	X
Reducerea puterii maxime la scăderea frecvenței	Stabilitatea de frecvență	X	X	X	X
Conectare automată	Stabilitatea de frecvență	X	X	X	X
Telecomandă ON/OFF	Stabilitatea de frecvență	X	X		
Reducere de putere activă	Stabilitatea de frecvență		X		
Reglajul puterii active și domeniul de reglaj	Stabilitatea de frecvență			X	X
Restabilirea reglajului de frecvență	Stabilitatea de frecvență			X	X
Reglaj de frecvență activ - răspunsul la abaterile de frecvență	Stabilitatea de frecvență			X	X
Răspunsul limitat la abaterile de frecvență - la scăderea frecvenței (RFA-SC)	Stabilitatea de frecvență			X	X
Monitorizarea răspunsului de putere activă la abaterile de frecvență	Stabilitatea de frecvență			X	X

Rămânerea în funcțiune în domeniul de frecvență

Frequency Ranges



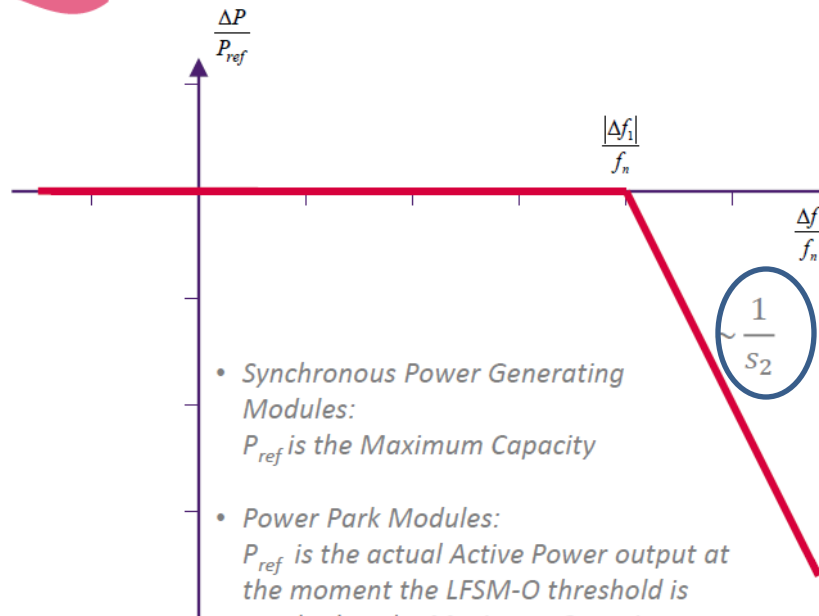
* to be determined by the relevant TSO

** to be determined by the relevant TSO; ≥ time of 47.5 - 48.5 Hz

Comportarea la abaterea de frecvență (1)

Limited Frequency Sensitivity Mode - Overfrequency

Type A-D



- Synchronous Power Generating Modules:
 P_{ref} is the Maximum Capacity
- Power Park Modules:
 P_{ref} is the actual Active Power output at the moment the LFSM-O threshold is reached or the Maximum Capacity, as defined by the Relevant TSO

Crește stabilitatea sistemului la mari dezechilibre de putere/iesiri din funcție a generatoarelor

Prevenirea deconectării în masă a generatoarelor la anumite frecvențe

Se evită deconectarea necontrolată a unităților de generare

$$s_2 [\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

$$\frac{\Delta f_1}{f_n} = 0,4 - 1\%$$

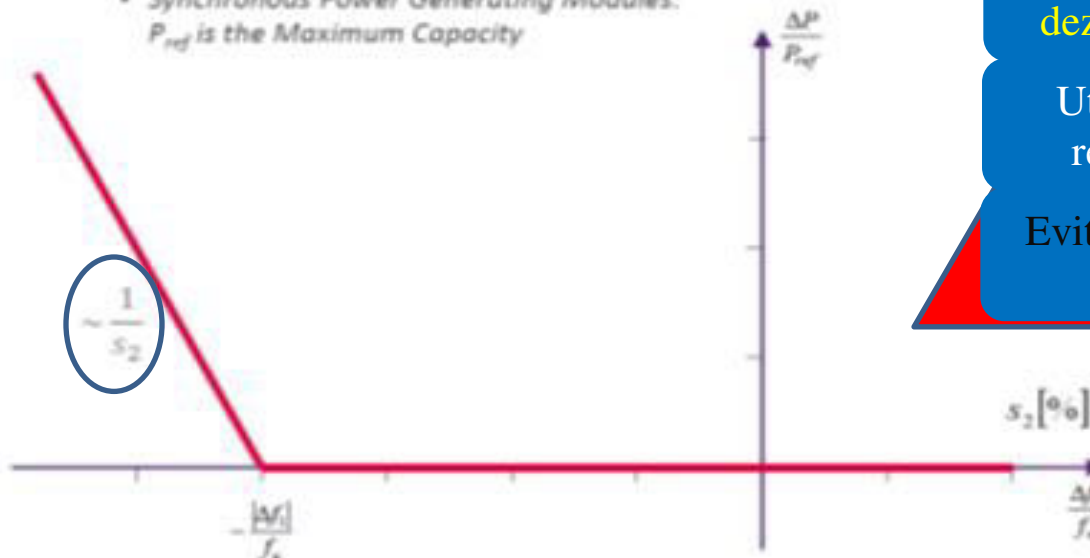
$$s_2 = 2 - 12\%$$

Comportarea la abaterea de frecvență (2)

Limited Frequency Sensitivity Mode - Underfrequency

Type C-D

- Synchronous Power Generating Modules:
 P_{ref} is the Maximum Capacity



Cresterea stabilitatii la
dezechilibre majore

Utilizarea intregii
rezerve posibile

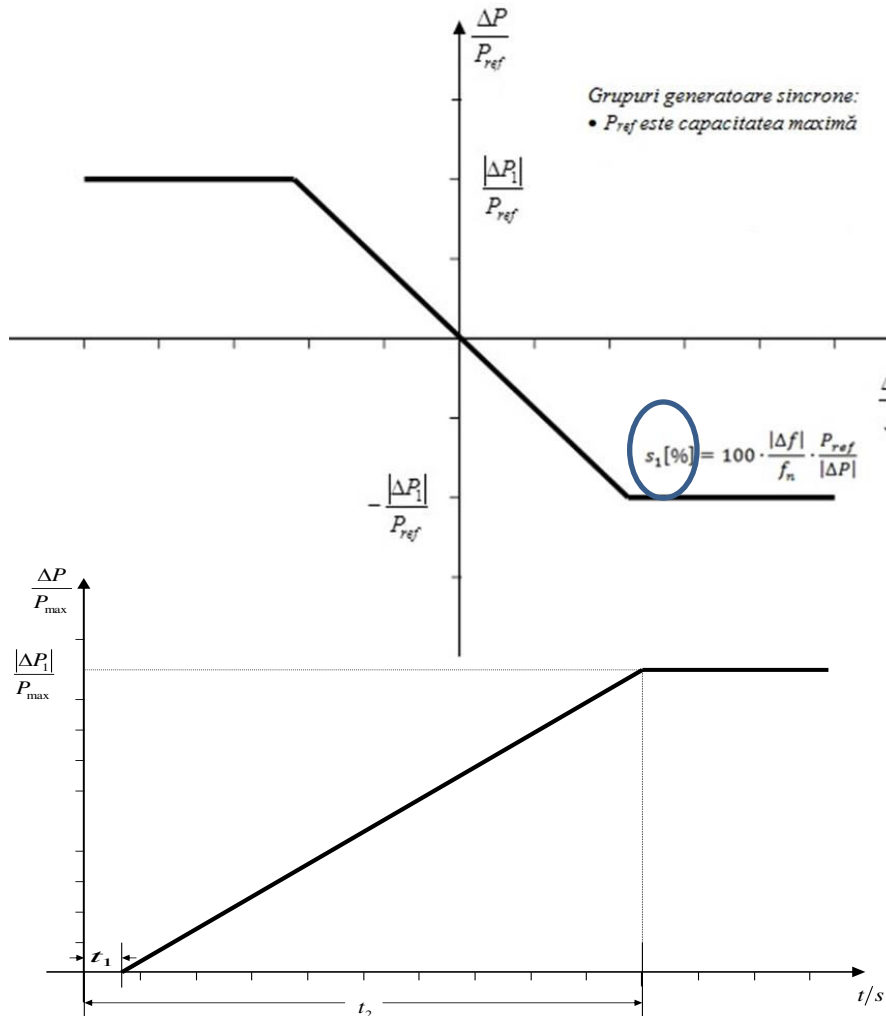
Evitarea deconectarii
consumului

$$s_2[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n} \cdot \frac{P_{ref}}{|\Delta P|}$$

$$\frac{\Delta f_1}{f_n} = 0,4 - 1\%$$

$$s_2 = 2 - 12\%$$

Comportarea la abaterea de frecvență (3)



Parametri		Intervale
Variația puterii active raportată la capacitatea maximă $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		1,5 – 10 %
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06 %
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență		0 mHz
Statism s_1 în funcție de tipul centralei (hidro, termo, ciclu combinat, etc.)		2 – 12 %
Parametri		Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată raportată la capacitatea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		1,5 – 10 %
Pentru generatoarele sincrone cu inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care sunt admise perioade mai lungi de activare de către OTS în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul generatorului sincron		2 secunde
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise perioade mai lungi de activare de către OTS din motive de stabilitate a sistemului		30 de secunde

Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a grupurilor generatoare. P_{max} este capacitatea maximă la care se referă ΔP . ΔP este variația puterii active produse de modulele de generare. Modulele de generare trebuie să producă putere activă ΔP până în punctul ΔP_1 în conformitate cu timpii t_1 și t_2 corespunzător cu valorile pentru ΔP_1 , t_1 și t_2 , fiind specificați de OTS-ul relevant conform cu Tabelul 5. t_1 este timpul de întârziere inițială, t_2 este timpul pentru activare totală.

Cerința non-exhaustivă	Cerința non-obligatorie	Articol	Aplicabilitate	Parametrii ce trebuie definiți	Definiție
Domeniu de frecvență		13.1.a.(i) A - Art. 16 (a) B - Art. 26 (a) C - Art. 40 (a) D - Art. 58 (a) și tabele 1A, 1B, 1C și 1D	A, B, C, D	Perioada de timp pentru funcționarea în domeniile de frecvență a Europei Continentale 47.5 - 48.5 Hz și 48.5 - 49 Hz	OTS
	X	13.1.a.(ii) A - Art. 16 (a) B - Art. 26 (a) C - Art. 40 (a) D - Art. 58 (a) și tabele 1A, 1B, 1C și 1D	A, B, C, D	Acord asupra unor domenii de frecvențe mai extinse, sau perioade minime de funcționare mai mari sau asupra unor cerințe specifice pentru abaterile combinate de frecvență și tensiune	Acord între OR în coordonare cu OTS, și gestionar
Capacitatea de a suporta viteze de variație a frecvenței		13.1.(b) A - Art. 16 (b) B - Art. 26 (b) C - Art. 40 (b) D - Art. 58 (b)	A, B, C, D	- Viteza maximă de variație a frecvenței pentru care generatorul sincron trebuie să rămână conectat la rețea	OTS
				Specificarea vitezei de variație a frecvenței	OR relevant în coordonare cu OTS
Răspunsul limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență (RFA-CR)		13.2.(a) A - Art. 17 (a) B - Art. 27 (a) C - Art. 41 (a) D - Art. 59 (a)	A, B, C, D	Pragul de frecvență și statisticele setate	OTS
					OTS
	X			Cerințe în cazul unei conformități așteptate la un nivel agregat	OTS
	X	13.2.(b)	A	Utilizarea deconectării și reconectării automate	OTS
	X	13.2.e A - Art. 17 (a) – iii) B - Art. 27 (a) – iii) C - Art. 41 (a) – iii) D - Art. 59 (a) – iii)	A, B, C, D	Comportamentul așteptat al generatorului sincron odată ce este atins nivelul minim de reglare	OTS

Cerința non-exhaustivă	Cerința non-obligatorie	Articol	Aplicabilitate	Parametrii ce trebuie definiți	Definiție
Reducerea de putere activă admisibilă de la puterea maximă produsă		13.4 A - Art. 19 B - Art. 29 C - Art. 43 D - Art. 61	A, B, C, D	Reducerea de putere activă admisibilă de la puterea maximă produsă ca rată de reducere	TSO
		13.5 A - Art. 20 B - Art. 30 C - Art. 44 D - Art. 62	A, B, C, D	Definirea condițiilor de mediu aplicabile când definim reducerea de putere activă admisibilă și ținând cont de capabilitățile tehnice ale generatoarelor sincrone	TSO
Interfață logică	X	13.6 A - Art. 21 B - Art. 31	A, B	Cerințe pentru echipamente suplimentare necesare pentru a permite ca puterea activă să fie comandată de la distanță	OR
Conectare automată la rețea		13.7 A - Art. 22 B - Art. 32 C - Art. 47	A, B, C	Condițiile pentru conectarea automata la rețea, inclusiv: - domenii de frecvență și timpul de întârziere asociat - panta maximă admisă de creștere a puterii active	OTS
Răspunsul limitat la abaterile de frecvență - la scăderea frecvenței (RFA-SC)		15.2.c C - Art. 48 D - Art. 65	C, D	Definirea pragului de frecvență și a statismului	OTS
			C, D	Definiția Pref	OTS

7. Stabilitate în funcționare

Stabilitate în funcționare

- Capacitatea de trecere peste defect la generatoarele sincrone conectate la tensiuni mai mici de 110 kV
- Capacitatea de trecere peste defect la generatoarele sincrone conectate la tensiuni de 110 kV sau mai mari de 110 kV
- Restabilirea puterii active după defect

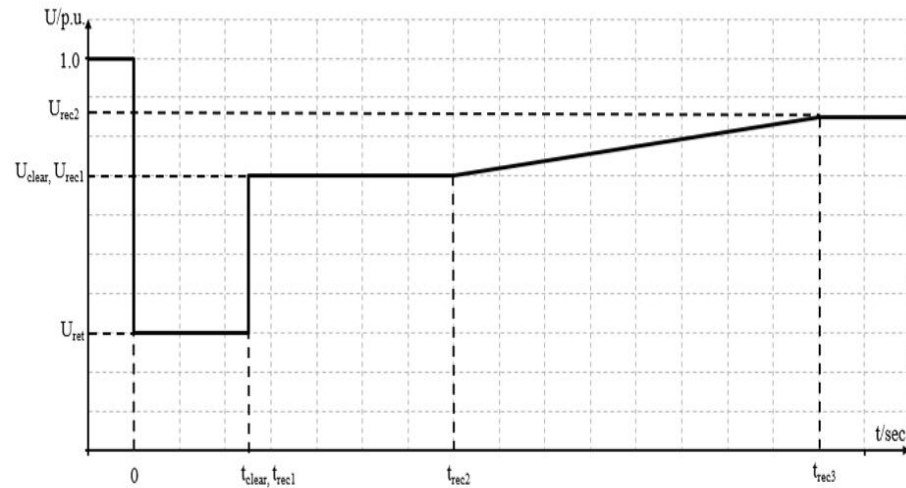
7. Stabilitate în funcționare

<u>Cerință</u>	<u>Tip cerință</u>	<u>Tip A</u>	<u>Tip B</u>	<u>Tip C</u>	<u>Tip D</u>
Stabilitatea de regim permanent	Stabilitate în funcționare			X	X
Restabilirea puterii active după defect	Stabilitate în funcționare		X	X	X
Capacitatea de trecere peste defect la generatoarele sincrone conectate la tensiuni mai mici de 110 kV	Stabilitate în funcționare		X	X	
Capacitatea de trecere peste defect la generatoarele sincrone conectate la tensiuni de 110 kV sau mai mari de 110 kV	Stabilitate în funcționare				X
Capacitatea de a ajuta stabilitatea unghiulară	Stabilitate în funcționare				X

Cerinte impuse generatoarelor de tip B și C pentru trecerea peste defect

Caracteristica de trecere peste defect (Fault-Ride-Through):

- caracteristica se referă la punctul de racordare/delimitare, și definește condițiile în care generatoarele sincrone trebuie să rămână conectate la rețea și să continue funcționarea stabilă, după o perturbație în rețea
- Caracteristica $U=f(t)$ exprimă valoarea minimă a tensiunii de linie, în punctul de racordare, în timpul unui defect simetric, atât înainte, în timpul, cât și după eliminarea defectului

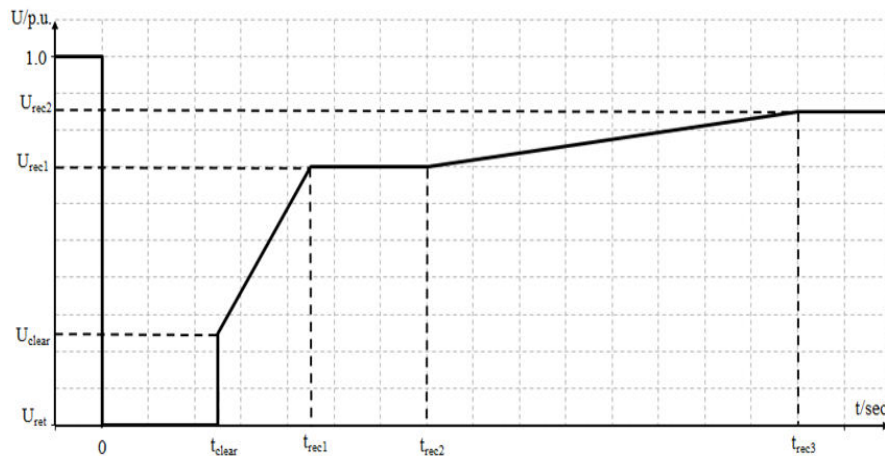


Parametrii tensiunii [PU]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0,3	t_{clear} :	0,25
U_{clear} :	0,7	t_{rec1} :	0,25
U_{rec1} :	0,7	t_{rec2} :	0,7
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5

Cerinte impuse generatoarelor de tip D pentru trecerea peste defect

Caracteristica de trecere peste defect (Fault-Ride-Through):

- caracteristica se referă la punctul de racordare/delimitare, și definește condițiile în care generatoarele sincrone trebuie să rămână conectate la rețea și să continue funcționarea stabilă, după o perturbație în rețea
- Caracteristica $U=f(t)$ exprimă valoarea minimă a tensiunii de linie, în punctul de racordare, în timpul unui defect simetric, atât înainte, în timpul, cât și după eliminarea defectului



Parametrii tensiunii [PU]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,25
U_{clear} :	0,25	t_{rec1} :	0,45
U_{rec1} :	0,7	t_{rec2} :	0,7
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5

Cerința non-exhaustivă	Articol	Aplicabilitate	Parametrii ce trebuie definiți	Definiție
Capacitatea de trecere peste defect	14.3.a B - Art. 34 alin (a) C - Art. 51 alin (a) D - Art. 68 alin (a)	B, C, D	Graficul de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare	OTS
	14.3.a B - Art. 34 alin (a) C - Art. 51 alin (a) D - Art. 68 alin (a)	B, C, D	Condițiile înainte și după defect	OTS
	14.3.b B - Art. 34 alin (b) C - Art. 51 alin (b) D - Art. 68 alin (b)	B, C, D	Graficul de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare pentru defecte asimetrice	OTS
	16.3.a.(i) D - Art. 68 alin (a) – ii)	D	Graficul de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare	OTS
	16.3.a.(ii) D - Art. 68 alin (a) - iii)	D	Condițiile înainte și după defect	OTS
	16.3.c D - Art. 68 alin (b)	D	Graficul de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare pentru defecte asimetrice	OTS
	Reglajul de putere active și domeniul de reglaj	15.2.a C - Art. 45 D - Art. 63	C, D	Timpul de atingere a referinței de putere activă. Toleranța (dată de disponibilitatea primei mișcări a motorului primar).
Deconectarea automată când tensiunea la punctul de racordare depășește nivelul specificat de OR	15.3 C - Art. 54 alin (b)	C	Criteriul de tensiune și parametrii tehnici în punctul de racordare pentru deconectarea automată	OR relevant în coordonare cu OTS

8. Stabilitatea de tensiune

Stabilitatea de tensiune

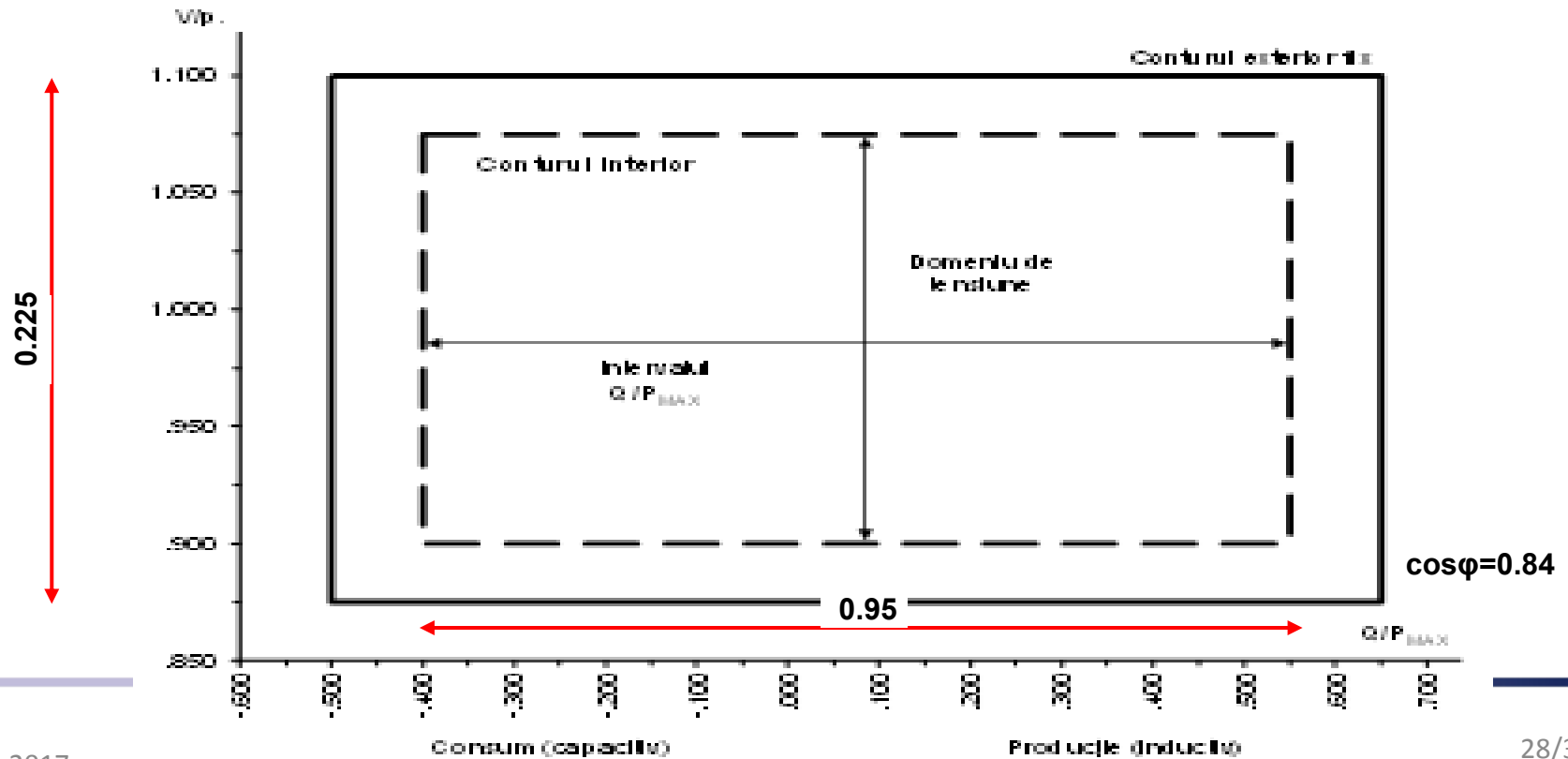
- Domeniul de tensiune
- Deconectare la valori extreme de tensiune
- Capacitatea de producere a puterii reactive
- Capacitatea de producere a puterii reactive la putere activă maximă
- Capacitatea de producere a puterii reactive la valori mici ale puterii active maxime
- Modurile de reglaj a puterii reactive
- Prioritatea contribuției puterii active sau reactive
- Sistemul de reglaj al tensiunii
- Amortizarea oscilațiilor de putere

8. Stabilitatea de tensiune

<u>Cerință</u>	<u>Tip cerință</u>	<u>Tip A</u>	<u>Tip B</u>	<u>Tip C</u>	<u>Tip D</u>
Deconectare înaltă/joasă tensiune	Stabilitate de tensiune			X	x
Domeniul de tensiune	Stabilitate de tensiune				X
Sistemul de reglaj al tensiunii	Stabilitate de tensiune		X	X	x
Capacitatea de putere reactivă	Stabilitate de tensiune		X	x	x
Capacitatea de producere a puterii reactive la putere activă maximă	Stabilitate de tensiune			X	X
Capacitatea de producere a puterii reactive la valori mai mici ale puterii active maxime	Stabilitate de tensiune			X	X
Sistemul de reglaj al tensiunii	Stabilitate de tensiune				X

Reglajul de tensiune și de putere reactivă

- Diagrama P-Q cerută pentru grupurile generatoare sincrone de Tip C - D



Cerințe impuse grupurilor generatoare sincrone pentru stabilitatea de tensiune

Zona sincronă	Gama Tensiune	Timp de funcționare
Europa Continentală	0.85 ur – 0.90 ur	60 minute
	0.90 ur – 1.118 ur	Nelimitat
	1.118 ur – 1.15 ur	Specificat de fiecare OTS, dar nu mai puțin de 20 minute și nu mai mult de 60 minute

Zona sincronă	Gama Tensiune	Timp de funcționare
Europa Continentală	0.85 ur – 0.90 ur	60 minute
	0.90 ur – 1.05 ur	Nelimitat
	1.05 ur – 1.10 ur	Specificat de fiecare OTS, dar nu mai puțin de 20 minute și nu mai mult de 60 minute

- Pentru **110 kV**:
 $0.85 * 110 \text{ kV} = 93.5 \text{ kV}$; $1.118 * 110 \text{ kV} = 123 \text{ kV}$
- Pentru **220 kV**:
 $0.85 * 220 \text{ kV} = 187 \text{ kV}$; $1.118 * 220 \text{ kV} = 246 \text{ kV}$

- Pentru **400 kV**:
 $0.85 * 400 \text{ kV} = 340 \text{ kV}$; $1.1 * 400 \text{ kV} = 440 \text{ kV}$

Cerința non-exhaustivă	Cerința non-Obligatorie	Articol	Aplicabilitate	Parametrii ce trebuie definiți	Definiție
Domeniul de tensiune		16.2.a.(i) D - Art. 71 alin (e)	D	Pentru Europa Continentală timp de funcționare în domeniul de tensiune de 1,118 ur-1,15 ur pentru generatoarele conectate între 110kV și 300 kV	OTS
	X	16.2.a.(ii) D - Art. 71 alin (e)	D	Determinarea unor perioade mai scurte în cazul prezenței simultane a unei tensiuni maxime cu o frecvență scăzută sau a unei tensiuni minime cu o frecvență de valoare mare.	OTS
		16.2.b D - Art. 71 alin (f)	D	Domenii de tensiune mai extinse sau duratele mai mari de funcționare pot fi convenite	Acord OR și gestionar
Capacitatea de producere de putere reactivă pentru GS	X	17.2.a B - Art. 37 alin (a)	B sincron	Capacitatea de a produce sau de a absorbi putere reactivă	OR relevant
Putere reactivă suplimentară pentru GS	X	18.2.a C - Art. 54 alin (c) D - Art. 71 alin (b)	C, D sincron	Definiția puterii reactive suplimentare pentru a compensa cererea de putere reactivă a liniei electrice de înaltă tensiune (aeriană sau subterană) când punctul de racordare nu este la borne	OR relevant
Capacitatea de producere de putere reactivă la capacitate maximă pentru GS		18.2.b.(i) C - Art. 54 alin (d) – i) D - Art. 71 alin (c) – i)	C, D sincron	Definiția diagramei U-Q/Pmax la capacitate maximă	OR si OTS
		18.2.b.(iv) C - Art. 54 alin (d) – iv) D - Art. 71 alin (c) – iv)	C, D sincron	Intervale de timp corespunzătoare atingerii referinței solicitate	OR relevant
Stabilitatea de tensiune pentru GS		19.2.b.(v) D - Art. 71 alin (i)	D sincron	Pragul de putere peste care o funcție PSS trebuie specificată	OTS
Reglajul de tensiune pentru GS		19.2.a D - Art. 71 alin (h)	D sincron	- Parametrii și valorile prescrise ale componentelor sistemului de reglaj al tensiunii, - Specificații RAT	Acord cu OR

9. Operare sistem

Operare sistem

- Scheme de control și automatizare
- Schimb de informații
- Ierarhie a priorităților pentru dispozitivele de protecție și control
- Modul de tratare al punctului neutru al transformatorului
- Schemele electrice de protecție și setările aferente
- Instalarea dispozitivelor de operare sistem și/sau de securitate
- Dispozitivele de măsură și de control pentru înregistrarea defectelor și a comportamentului dinamic
- Viteza de variației a puterii active
- Modele de simulare
- Sincronizare

9. Operare sistem

<u>Cerință</u>	<u>Tip cerință</u>	<u>Tip A</u>	<u>Tip B</u>	<u>Tip C</u>	<u>Tip D</u>
Scheme de control și automatizare	Operare sistem		X	X	X
Schimb de informații	Operare sistem		X	X	X
Ierarhie a priorităților pentru dispozitivele de protecție și control	Operare sistem		X	X	X
Modul de tratare al punctului neutru al transformatorului	Operare sistem			X	X
Schemele electrice de protecție și setările aferente	Operare sistem		X	X	X
Instalarea dispozitivelor de operare sistem și/sau de securitate	Operare sistem			X	X
Dispozitivele de măsură și de control pentru înregistrarea defectelor și a comportamentului dinamic	Operare sistem			X	X
Viteza de variație a puterii active	Operare sistem			X	X
Modele de simulare	Operare sistem			X	X
Sincronizare	Operare sistem				X

10. Restaurare sistem

Restaurare sistem

- Pornire fără sursă de tensiune din sistem
- Capacitatea de a participa la funcționarea în rețea izolată
- Resincronizare rapidă

10. Restaurare sistem

<u>Cerință</u>	<u>Tip cerință</u>	<u>Tip A</u>	<u>Tip B</u>	<u>Tip C</u>	<u>Tip D</u>
Reconectare după o deconectare accidentală datorată unui incident în rețea	Restaurare sistem		X	X	X
Pornire fără sursă de tensiune din sistem	Restaurare sistem			X	X
Capacitatea de a participa la funcționarea în rețea izolată	Restaurare sistem			X	X
Resincronizare rapidă	Restaurare sistem			X	X

Cerințe impuse generatoarelor de tip C pentru regim de funcționare în insulă

- generatoarele sincrone trebuie să fie capabile să funcționeze în regim de funcționare insularizat sau să participe la operarea insulei, în limitele de variație pentru tensiune și frecvență stabilite;
- generatoarele sincrone trebuie să funcționeze cu reglaj automat de frecvență activat, iar la excedent de putere să reducă puterea activă, din oricare punct al diagramei P-Q, dar limita minimă trebuie să fie cel puțin 55% din P_{max} ;
- metoda de sesizare a funcționării insularizate trebuie convenită cu operatorul de rețea relevant și TSO, iar metoda nu trebuie să se bazeze exclusiv pe poziția întreruptorului operatorului de rețea.

Cerințe impuse generatoarelor de tip C pentru resincronizarea rapidă

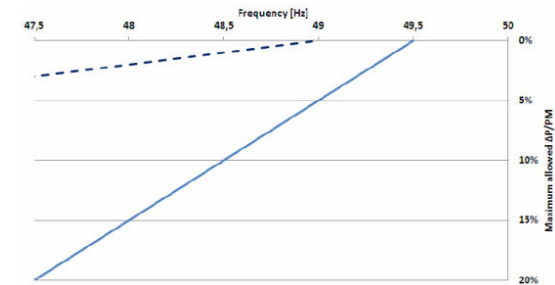
- Generatoarele sincrone, cu un timp minim de resincronizare mai mare de 15 minute, trebuie să fie proiectate astfel încât să poată funcționa izolat pe serviciile proprii, indiferent din ce punct al caracteristicii P-Q se produce deconectarea de la rețea;
- metoda de sesizare a funcționării izolate pe servicii proprii nu trebuie să se bazeze exclusiv pe poziția întreruptorului operatorului de rețea;
- Generatoarele sincrone trebuie să permită funcționarea continuă izolate pe servicii proprii pentru un interval minim de timp stabilit de operatorul de rețea relevant, cu acord al OTS, considerând tehnologia sursei primare de energie;
- centrala trebuie să fie echipată cu facilități de înregistrare evenimente și de înregistrare a comportării dinamice a următoarelor mărimi din sistem: U, P, Q și f.

11. SR EN 50438

Prescripții pentru instalații de micro-generare destinate pentru a fi conectate în paralel cu rețele electrice de distribuție de joasă tensiune, de interes public

- **Domeniu de aplicare** se aplică indiferent de sursa principală de energie a instalațiilor de micro-generare, în care micro-generarea se referă la echipamente cu valori nominale ale curenților electrici de până la 16 A pe fază inclusiv, monofazate sau polifazate de 230/400 V
- **Domeniu de tensiune în regim normal de funcționare** să nu se deconecteze la variații de tensiune, în punctul de conectare se menține între $0,85 U_n$ și $1,1 U_n$.
- **Domeniu de frecvență în regim normal de funcționare** să funcționeze continuu atunci când frecvența în punctul de conectare se menține între limitele de la 49 Hz până la 51 Hz

Domeniu de frecvență	Interval de timp impus pentru funcționare
47,5 Hz + 49 Hz	30 min
51 Hz + 51,5 Hz	30 min



- **Capabilitatea privind puterea reactivă**
- conform curbei caracteristice specificate de operatorul rețelei electrice de distribuție cu un factor de putere activă care se încadrează între limitele $\cos \phi = 0,90$ under-excited și $0,90$ over-excited (0,95 pentru generatoarele conectate direct, fara inverter) atunci când puterea activă la ieșirea micro-generatorului este mai mare sau egală cu 20 % din puterea activă nominală a acestuia;
- nu schimbă putere reactivă mai mult de 10 % din puterea activă nominală a micro-generatorului atunci când puterea activă este mai mică cu 20 % din puterea activă nominală a acestuia.

12. CONCLUZII

- Transmiterea observațiilor părților interesate până la data de 27 martie 2017;
- Sinteza observațiilor;
- Aprobarea Normei Tehnice (cu caracter provizoriu) până la 30 aprilie 2017.

Vă mulțumesc pentru atenție!

