

Î.S. “Nodul Hidroenergetic Costești”

MD-5617, Republica Moldova, or.Costești

Stimati colegi,

Î.S. “Nodul Hidroenergetic Costești” in continuare NHEC vă informează despre anuntul public de participare a agentilor economici la concursul pentru proiectarea centralelor electrice din energie regenerabila inclusiv sistem de stocare a energiei in baterii.

Cu respect,
Administrația NHEC

CAIET DE SARCINI PENTRU PROIECTARE

Nr. 0001 din 01.11.2025

Solicitantul producatorul de energie: Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" în continuare NHEC

Adresa: MD-5617, Republica Moldova, or.Costești

Număr cadastral: 7123301.001,

Tipul centralei electrice pentru care se solicit proiectarea:

I. Centrala fotovoltaica plutitoare pe lac

II. Centrala eoliana,

III. Centrala de stocare prin baterii,

Categoria de fiabilitate: III

Punctul de racordare la rețeaua electrică este: LEC-10 kV sau LEA-10kV

Tensiunea nominală în punctul de racordare: 10 kV

Puterea electrică aprobată spre proiectare:

IV. Centrala fotovoltaica 16MW (20MWp) proiectata in 2 etape: Etapa I – 8MW (10MWp) si Etapa II – 8MW (10MWp),

V. Centrala eoliana 6-8MW (examinat minim 1 locatie pentru o turbina eoliana 4-6MW, posibilitatea si oportunitatea proiectarii a 2 turbine (2x4MW) va fi argumentata prin calcule tehnico-economice si posibilitatile tehnice de integrare in ciclul de productie a NHEC si functionarea in paralel cu toate tehnologiile proiectate),

VI. Centrala de stocare prin baterii cu capacitatea de 32MWh.

1. INDICAȚII REFERITOR LA PROIECTAREA INSTALAȚIEI DE ALIMENTARE:

- 1.1. De proiectat o instalație de distribuție de racordare PDC-10kV (nou) care va fi integrată cu sistemul de bare 10kV existent și va asigura fiabilitatea necesară cu protecții prin relee la postul de transformare 1T , 25MVA, conectată spre locul de producere a energiei regenerabile conform proiectului, în instalația de distribuție din incinta proprietății clientului nou proiectată vor fi incluse celule înzestrate cu întrerupător cu mediu de stingere vid, echipament de măsurare și de protecție cu relee pe bază de microprocesor certificate pentru comunicarea IEC.
- 1.2. De proiectat construcția de porțiuni de LEA-10 kV, pe piloni de beton armat sau metal, cu conductor din aluminiu-oțel - (secțiunea conductoarelor – conform p. 2.5.77, 2.5.80 NAIE) și izolatoare din porțelan sau siliconi în intervale, conform proiectului, sau porțiuni de LEC-10kV de secțiunea necesară, se recomandă utilizarea cablului cu izolație XLPE, conform proiectului.
- 1.3. De proiectat PDC-10 kV cu transformatoare de capacitatea necesară, cu întrerupător cu mediu de stingere vid, la fiecare grup de generatoare proiectat, 10/0.8kV, 10/0.4kV, 10/0.69kV conform proiectului.
- 1.4. De proiectat sistem SCADA nou sau va proiecta extinderea sistemului SCADA existent(de evaluat), coordonat cu reprezentanții Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" în continuare NHEC, care va satisface cerințele electrice de gestiune a instalațiilor de distribuție, de asemenea sistemul SCADA va fi proiectat cu modele matematice și interfețe de gestionare a energiei electrice produsă de cele 3 tipuri de generatori Hidro, Eolian, Fotovoltaic conform capitolului 2 din acest caiet de sarcini și va dispune de logica de încărcare/descarcare a energiei din sistemul de stocare nou proiectat conform curbei de sarcina impuse sistemului energetic al NHEC.
- 1.5. Proiectul SCADA, va include o rețea de comunicare TCP prin fibra optica(redundantă) între PDC-10kV nou proiectat și PDC-10kV cu transformatoare de putere ale generatoarelor inclusiv a sistemului de stocare. Canalul de date TCP prin fibra optica va include monitorizarea/controlul a fiecărui aparat de comutație/protecție de la toate nivelele de potențial 0,2kV, 0,4kV, 0,8kV, 10kV, de asemenea va include comunicarea cu invertoarele generatoare și a altor aparate importante funcționării generatoarelor.
- 1.6. Schema PDC va fi concepută astfel încât să asigure rezervarea întregii capacități a centralelor electrice pe durata deconectării uneia din liniile 10kV.
- 1.7. Calculul PRA din proiect și valorile de reglaj ale PDC vor fi coordonate obligatoriu cu NHEC.
- 1.8. Toate terminalele pe bază de microprocesor din PRA vor avea interblocaje prin canalul de comunicare IEC61850, de asemenea terminalele vor fi integrate în sistemul SCADA NHEC prin protocolul IEC60870-5-104.
- 1.9. Unitățile generatoare eoliene vor dispune de standardul IEC61400-25 și ulterioara integrare în sistemul SCADA NHEC.
- 1.10. Toate liniile electrice care se află în zona de construcție, să fie supuse strămutării (reampasării), conform proiectului.
- 1.11. Denumirea de dispecerat a liniilor electrice supuse strămutării, locul intercalării lor, precum și noile lor trasee, să fie coordonate în prealabil cu reprezentanții NHEC.
- 1.12. Înainte de inițierea lucrărilor de proiectare de coordonat sarcina tehnica cu reprezentanții NHEC.

2. CERINȚELE PREVĂZUTE DE CODUL REȚELELOR ELECTRICE PENTRU UNITĂȚILE GENERATOARE DE TIP C

Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" NHEC , MD-5617, Republica Moldova, or.Costești

Unitățile generatoare trebuie să satisfacă următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

- 2.1. În ceea ce privește domeniile de frecvență, unitatea generatoare trebuie să rămână conectată la rețeaua electrică și să funcționeze în următoarele domenii de frecvență și perioade de timp:

Tabelul 5. Durata minimă în care o unitate generatoare, de tipul C trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețeaua electrică și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvențe	Perioadă de funcționare
47,5 Hz-48,5 Hz	30 minute
48,5 Hz-49,0 Hz	60 minute
49,0 Hz-51,0 Hz	Nelimitată
51,0 Hz-51,5 Hz	30 minute

Pentru fiecare caz, cel târziu la etapa proiectului de execuție, cât și în perioada de funcționare, în funcție de tipul de tehnologie și soluției de racordare, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, și gestionarul instalației de producere a energiei electrice pot conveni asupra unor domenii de frecvențe mai extinse, asupra unor perioade minime de funcționare mai mari sau asupra unor cerințe specifice pentru abaterile combinate de frecvență și tensiune pentru a garanta o utilizare optimă a capacităților tehnice ale unității generatoare, în cazul în care acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare a sistemului. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice nu va împiedica în mod nerezonabil aplicarea unui domeniu de frecvențe mai extins sau a unor perioade minime de funcționare mai mari, ținând cont de fezabilitatea economică și tehnică a acestora.

- 2.2. În ceea ce privește capacitatea de a suporta viteze de variație a frecvenței (RoCoF), cu excepția cazului în care declanșarea s-a datorat acționării protecției la viteza de variație a frecvenței determinată de dispariția tensiunii în rețeaua electrică, o unitate generatoare trebuie să rămână conectată la rețeaua electrică și să funcționeze la o viteză de variație a frecvenței având o valoare de:

- 2Hz/s pe o perioadă de 500ms cu o precizie de $\pm 10\text{mHz/s}$,
- 1.5Hz/s pe o perioadă de 1000ms cu o precizie de $\pm 10\text{mHz/s}$ (treaptă opțională),
- 1.25Hz/s pe o perioadă de 2000ms cu o precizie de $\pm 10\text{mHz/s}$ (treaptă opțională),

Pentru fiecare caz, cel târziu la etapa proiectului de execuție, în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare ar putea fi aplicate și alte valori specificate de OST. După punerea în funcțiune pot fi aplicate alte valori, specificate de OST, în limita posibilităților tehnice a echipamentului deja instalat.

Pentru fiecare caz, operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST stabilește reglajul protecției la viteza de variație a frecvenței determinată de dispariția tensiunii în rețeaua electrică, cel târziu la etapa coordonării proiectului de execuție. În lipsa altor prevederi la etapa emiterii avizului de racordare sau coordonării proiectului de execuție, se vor utiliza următoarele în condițiile dispariției tensiunii în rețeaua electrică sau insularizare a unității generatoare:

- Viteza de variație a frecvenței:
- mai mare de 2Hz/s pe o perioadă de 500ms cu o precizie de $\pm 10\text{mHz/s}$
- mai mare de 1.5Hz/s pe o perioadă de 1000ms cu o precizie de $\pm 10\text{mHz/s}$ (treaptă opțională),
- mai mare de 1.25Hz/s pe o perioadă de 2000ms cu o precizie de $\pm 10\text{mHz/s}$ (treaptă opțională), și
- Frecvența în afara intervalului [49.2 .. 51.0] Hz, sau
- Poziția deconectată a echipamentului de comutație prin care are loc conectarea la rețeaua electrică (dacă este disponibil).

- 2.3. În ceea ce privește răspunsul limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență (RFA-CR / LFSM-O), unitatea generatoare trebuie să activeze reducerea puterii active corespunzător variației frecvenței:

- corespunzătoare variației de frecvență în conformitate cu următoarea figură:

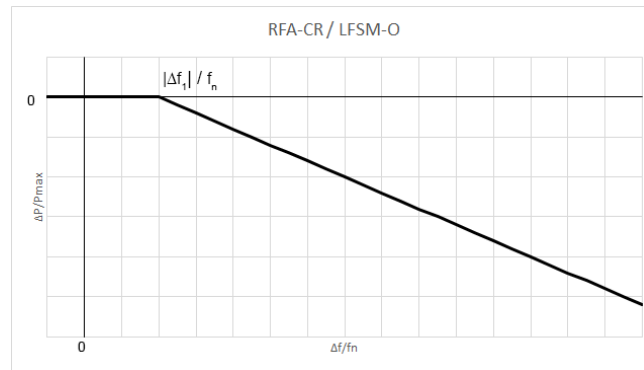


Figura 14. Capacitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență pentru unitățile generatoare în modul RFA-CR

- la un prag de frecvență de 50.2 Hz
- cu un statism s_2 de 5%

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

P_{max} - capacitatea maximă a unității generatoare;

ΔP - variația puterii active produse de unitatea generatoare;

f_n - frecvența nominală (50 Hz) în rețeaua electrică;

Δf - abaterea frecvenței în rețeaua electrică;

s_2 – reprezintă statismul conform căruia unitatea generatoare trebuie să scadă puterea activă în cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare ca Δf_1 .

Δf_1 – pragul abaterii frecvenței (0.2 Hz);

- 1.3.1. cu o întârziere inițială (T_{id}) cât mai mică, dar nu mai mare de 2 secunde. În cazul în care această întârziere este mai mare de două secunde, gestionarul instalației de producere a energiei electrice justifică această întârziere, prezentând dovezi de ordin tehnic către OST;

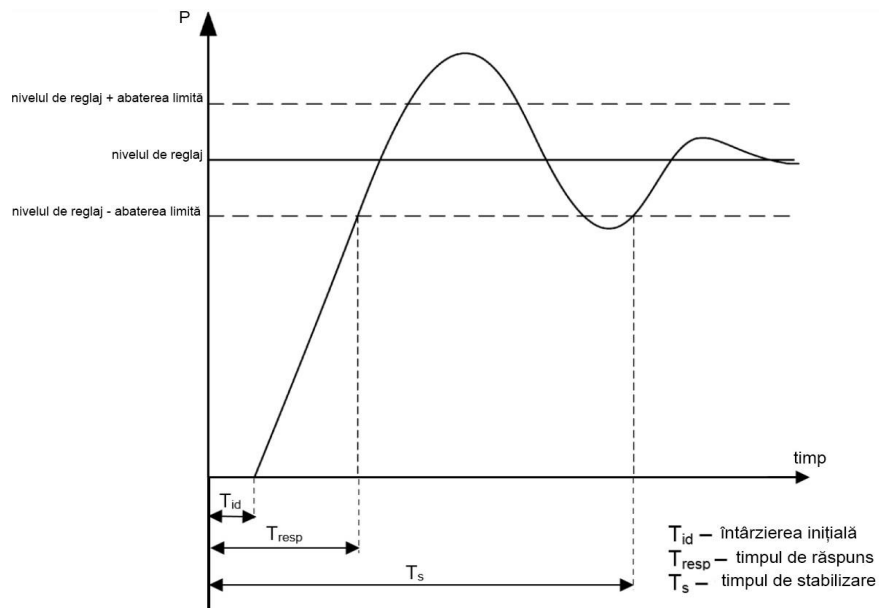


Figura 15. Parametrii de răspuns

La atingerea nivelului de reglaj, unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze în continuare la acest nivel în limita unei abateri de $\pm 5\%$ din valoarea nivelului de reglaj și în condițiile disponibilității sursei primare.

Timpul total de răspuns (T_{resp}), inclusiv întârzierea inițială T_{id} , nu va depăși:

- 8 secunde pentru unități de generatoare sincrone, la o modificare a puterii active cu 45% din capacitatea maximă a unității de generare;
- 2 secunde pentru module generatoare, la o modificare puterii active cu 50% din capacitatea maximă a unității de generare.

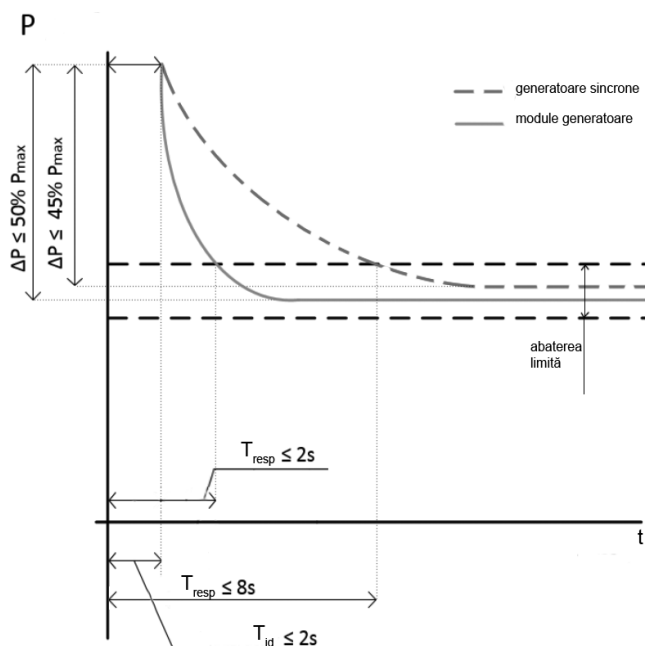


Figura 16. Timpul de răspuns ținând cont de creșterea puterii active

Timpul de stabilizare (T_s) a puterii în cadrul abaterii limită nu va depăși:

- nu mai mare de 30 secunde pentru unități de generatoare sincrone;
 - nu mai mare de 20 secunde pentru module generatoare.
- la etapa emiterii avizului de racordare sau coordonării proiectului de execuție, cât și în perioada de funcționare, în condițiile posibilităților tehnice ale echipamentului primar, pentru fiecare caz în parte, OST poate specifica alte valori ale pragului de frecvență, statismului s2, întârzierea inițială, timpul de răspuns și timpul de stabilizare. În acest sens, la nivelul setărilor echipamentului de control, unitatea de producere va fi capabilă de a seta pragul de frecvență între 50,2 Hz și 50,5 Hz, inclusiv, iar valoarea a statismului - între 2 % și 12 %, inclusiv;
- 2.4. În ceea ce privește răspunsul limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență (RFA-SC / LFSM-U), unitatea generatoare trebuie să activeze creșterea puterii active corespunzător variației frecvenței:
- 1.4.1. corespunzătoare variației de frecvență în conformitate cu următoarea figură:

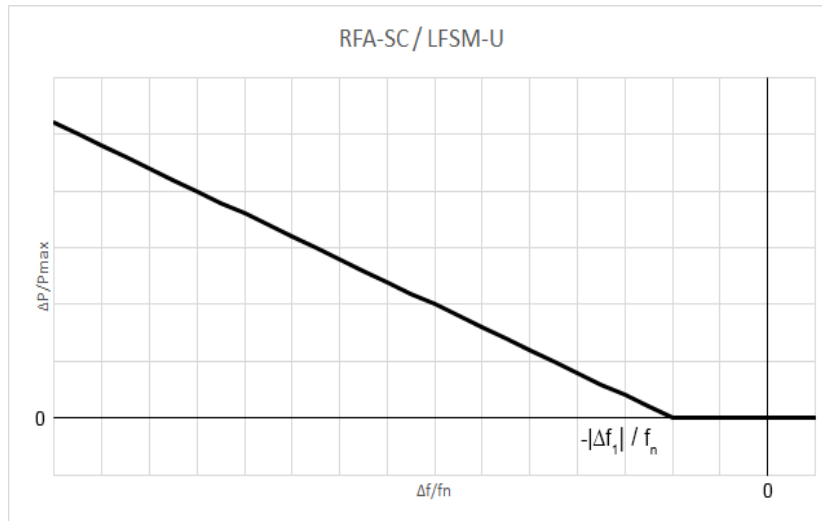


Figura 17. Capacitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență pentru unitățile generatoare în modul RFA-SC

1.4.2. la un prag de frecvență de 49.8 Hz

1.4.3. cu un statism s_2 de 5%

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

P_{max} - capacitatea maximă a unității generatoare;

ΔP - variația puterii active produse de unitatea generatoare;

f_n - frecvența nominală (50 Hz) în rețeaua electrică;

Δf - abaterea frecvenței în rețeaua electrică;

S_2 – reprezintă statismul conform căruia unitatea generatoare trebuie să crească puterea activă în cazul scăderilor de frecvență, unde Δf este mai mic ca Δf_1 .

Δf_1 – pragul abaterii frecvenței (0.2 Hz);

1.4.4. cu o întârziere inițială (T_{id}) cât mai mică, dar nu mai mare de 2 secunde. În cazul în care această întârziere este mai mare de două secunde, gestionarul unității generatoare justifică această întârziere, prezentând dovezi de ordin tehnic către OST;

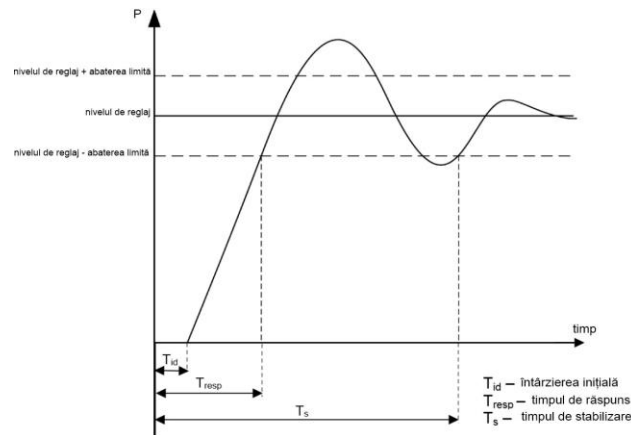


Figura 18. Parametrii de răspuns

1.4.5. La atingerea nivelului de reglaj, unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze în continuare la acest nivel în limita unei abateri de $\pm 5\%$ din valoarea nivelului de reglaj și în condițiile disponibilității sursei primare.

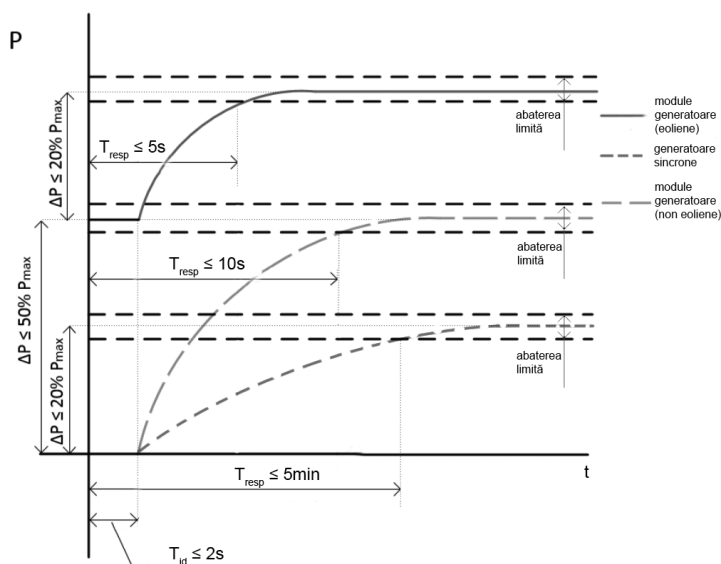


Figura 19. Timpul de răspuns ținând cont de creșterea puterii active

Timpul total de răspuns (T_{resp}), inclusiv întârzierea inițială T_{id} , nu va depăși:

- 5 minute pentru unități de generatoare sincrone, la o modificare a puterii active cu 20% din capacitatea maximă a unității de generare;
- 10 secunde pentru module generatoare altele decât cele eoliene, la o modificare puterii active cu 50% din capacitatea maximă a unității de generare;
- 5 secunde pentru module generatoare eoliene, la o modificarea puterii active cu 20% din capacitatea maximă a unității de generare, în condițiile în care valoarea curentă (la momentul activării RFA) a puterii active depășește 50% din capacitatea maximă a unității de generare. În cazurile în care valoarea curentă este mai mică de 50% din capacitatea maximă a unității de generare, se acceptă un timp de răspuns mai mare, dar maxim tehnic posibil. Gestionarul unității de generare eoliene va prezenta justificarea imposibilității asigurării unui timp de răspuns de maxim 5 secunde.

Timpul de stabilizare (T_s) a puterii în cadrul abaterii limită nu va depăși:

- nu mai mare de 6 minute pentru unități de generatoare sincrone;
- nu mai mare de 30 secunde pentru module generatoare.

La etapa emiterii avizului de racordare sau coordonării proiectului de execuție, cât și în perioada de funcționare, în condițiile posibilităților tehnice ale echipamentului primar, pentru fiecare caz în parte, OST poate specifica alte valori ale pragului de frecvență, statismului s2, întârzierea inițială, timpul de răspuns și timpul de stabilizare. În acest sens, la nivelul setărilor echipamentului de control, unitatea de producere va fi capabilă de a seta pragul de frecvență în intervalul 49.8 Hz și 49.5 Hz, inclusiv, iar valoarea a statismului - între 2 % și 12 %, inclusiv;

2.5. Unitatea generatoare trebuie să capabilă de a furniza un răspuns frecvență/putere activă (RFA/FSM), după cum urmează:

1.5.1. conform figurii:

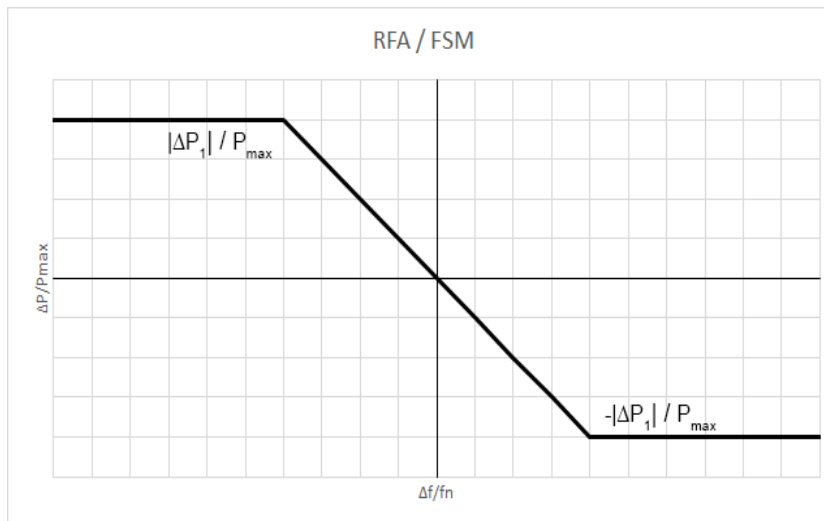


Figura 20. Răspunsul frecvență/putere activă (RFA/FSM)

$$s1[\%] = 100 \cdot \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n} \cdot \frac{P_{max}}{|\Delta P|} \text{ unde}$$

P_{max} - capacitatea maximă a unității generatoare;

ΔP - variația puterii active produse de unitatea generatoare;

f_n - frecvența nominală (50 Hz) în rețeaua electrică;

Δf - abaterea frecvenței în rețeaua electrică;

$s1$ – reprezintă statismul conform căruia unitatea generatoare trebuie să crească/crească puterea activă în cazul scăderilor/creșterilor de frecvență.

1.5.2. În lipsa altor prevederi, variația puterii active raportată la capacitatea maximă $|\Delta P1|/P_{max}$ – 8%.

Disponibilitatea variației puterii va fi asigurată în următoarele limite și condiții:

- la creșterea frecvenței, de nivelul minim de reglare a puterii active;
- la scăderea frecvenței, de disponibilitatea sursei primare pentru module generatoare și de capacitatea maximă pentru unități generatoare sincrone;
- la etapa emiterii avizului de racordare sau proiectului de execuție, cât și în perioada de funcționare, în condițiile posibilităților tehnice ale echipamentului primar, pentru fiecare caz în parte, OST poate specifica alte valori a $|\Delta P1|/P_{max}$, în intervalul 1.5 – 10%.

1.5.3. Unitatea generatoare va fi capabilă de a asigura o valoare totală a zonei de insensibilitate și benzii moarte pentru răspunsul la abaterea de frecvență, nu va mai mare de 10 mHz.

1.5.4. În lipsa altor prevederi, bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență se va stabili 0mHz. Unitatea de producere va asigura posibilitatea setării valorii pentru banda moartă în intervalul de la 0 mHz pînă la 200 mHz, inclusiv.

1.5.5. În lipsa altor prevederi, statism $s1$ se va stabili 5%;

1.5.6. banda moartă în frecvență în cazul abaterilor de frecvență și statismul trebuie să poată fi modificate în mod repetat la solicitarea operatorului de sistem relevant sau OST. În acest sens, la nivelul setărilor echipamentului de control, unitatea de producere va fi capabilă de a seta banda moartă între 0 mHz și 500 mHz, inclusiv, iar valoare a statismului - între 2 % și 12 %, inclusiv;

1.5.7. modul RFA/FSM este activat la solicitarea OST; Unitatea generatoare va asigura disponibilitatea variației puterii active solicitate de OST;

1.5.8. la variația în treaptă a frecvenței unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ($\Delta P1$) ca răspuns la abaterea de frecvență, după cum urmează:

1.5.9. conform figurii:

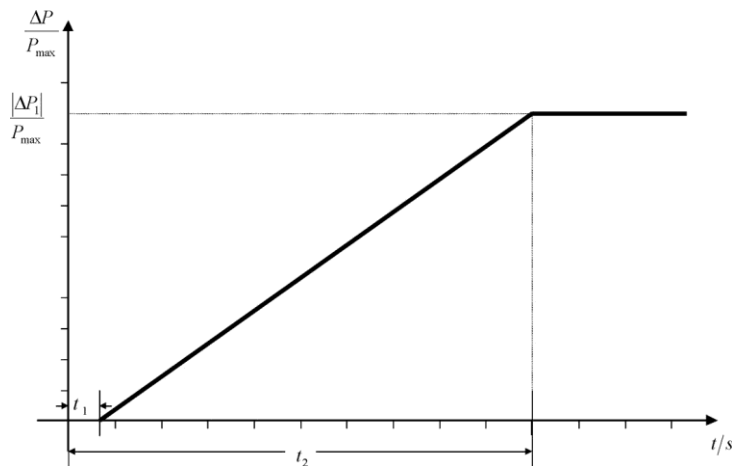


Figura 21. Puterea activă necesară (ΔP_1) ca răspuns la abaterea de frecvență

Unde

P_{max} capacitatea maximă a unității generatoare;

ΔP este variația de putere activă a unității generatoare;

t_1 și t_2 - timpii în conformitate cu care unitatea generatoare trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP_1

- în lipsa altor prevederi sau justificări, întârzierea inițială asigurată t_1 :
 - nu va depăși 2 secunde pentru unități generatoare sincrone sau module generatoare cu inerție;
 - nu va depăși 0.5 secunde pentru module generatoare fără inerție;
- în lipsa altor prevederi sau justificări, durata până la activarea completă t_2 – 30 secunde;
 - furnizarea puterii active activată corespunzător abaterii de frecvență va fi asigurată pe o durată minimă de:
 - 15 minute pentru unități generatoare sincrone;
 - 15 minute pentru module generatoare, în dependență de disponibilitatea sursei primare.

2.6. Reducerea de putere activă admisibilă de la puterea maximă produsă în condițiile scăderii frecvenței este admisă în următoarele condiții:

- 1.6.1. Pentru module generatoare, la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite reducerea de putere activă de la puterea maximă produsă, în procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei punctate.
- 1.6.2. Pentru unitățile generatoare sincrone:
- 1.6.3. la scăderea frecvenței sub 49 Hz pe o perioadă de 2 secunde, se admite reducerea de putere activă cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz, pe o perioadă de 30 secunde. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei 1.
- 1.6.4. la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz pe o perioadă de 30 secunde, se admite reducerea puterii active cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz, pe o perioadă de
 - 5 minute pentru unități generatoare cu turbine pe gaz;
 - 30 minute pentru alte unități generatoare sincrone.

Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei 2.

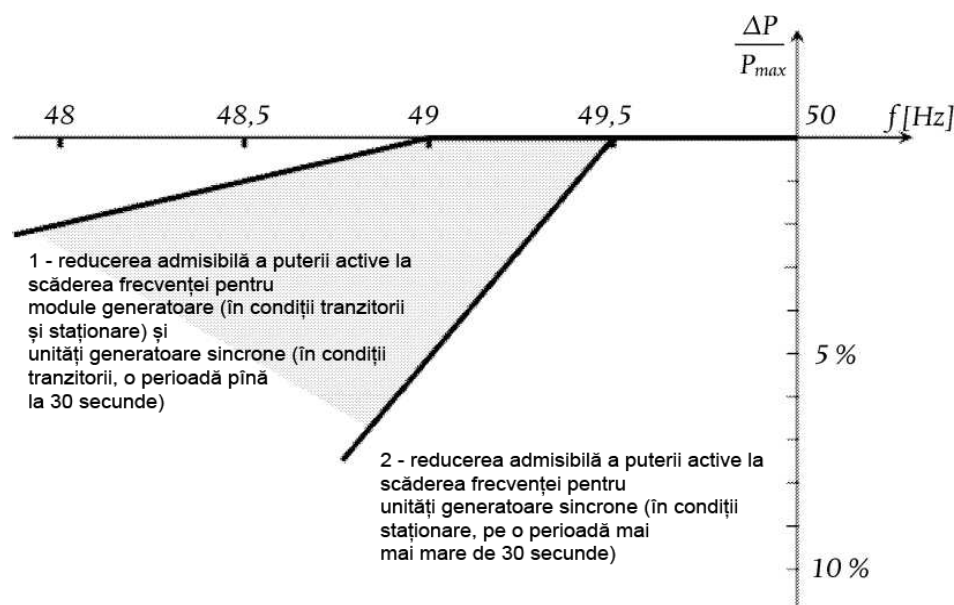


Figura 22. Capacitatea maximă de reducere a puterii active în cazul scăderii frecvenței

- 1.6.5. cerințele de reducere a puterii active la scăderea frecvenței vor fi aplicate în condițiile valorilor medii anuale ale temperaturii și umidității la altitudinea locației respectivei unități generatoare;
- 1.6.6. la etapa punerii în funcțiune, gestionarul unității generatoare va furniza OST digramele de reducere a puterii active la scăderea frecvenței pentru temperatura mediului ambiant de -15, 0, 15, 25, 30 și 50 grade Celsius, la altitudinea locației unității generatoare;
- În perioada de funcționare, în condițiile caracteristicilor tehnice ale echipamentului primar, pentru fiecare caz în parte, OST poate specifica alte valori pentru rata de reducere a puterii active, perioade de funcționare, pragul frecvenței, condiții de mediu aplicabile și eventual alte condiții particulare, în limita caracteristicilor tehnice ale unității generatoare.
- 2.7. Unitățile generatoare trebuie să satisfacă următoarele cerințe în ceea ce privește restaurarea sistemului:
- 2.7.1. Cu excepția cazului în care se stabilește altfel de către operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST, unitatea generatoare poate fi conectată automat sau reconectată automat, urmare unui incident în rețeaua electrică, în următoarele condiții:
- 1.7.1. conectarea automată va corespunde următorului principiu:

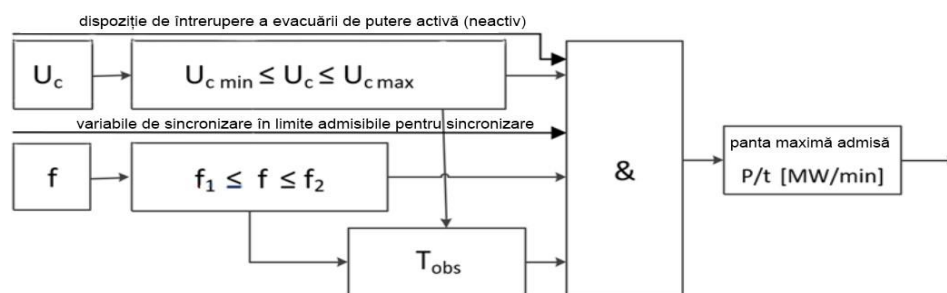


Figura 23. Principiul conectării automate

- 1.7.2. tensiunea în punctul de racordare U_c va fi situat în domeniul $(0.9-1.1)U_n$ ($U_{cmin}=0.9U_n$, $U_{cmax}=1.1U_n$) pe o perioadă de timp (T_{obs}) de 60 secunde;
- 1.7.3. frecvența f va fi în domeniul 47.5 – 50.1 Hz ($f_1=47.5$ Hz, $f_2=50.1$ Hz) pe o perioadă de timp (T_{obs}) de 60 secunde;
- 1.7.4. rampa admisă pentru creșterea puterii active (P/t) după conectare – nu mai mare de 20% din puterea maximă a unității generatoare;
- 1.7.5. variabilele de sincronizare:
- pentru grupuri generatoare sincrone există tensiune din rețeaua electrică și tensiune din partea unității generatoare;

- pentru module generatoare există tensiune din rețeaua electrică;
 - diferența de unghi $\Delta\theta < 100$;
 - diferența de tensiune $\Delta U < 4\%$;
 - diferența de frecvență $\Delta f < 0.2\text{Hz}$.
- 1.7.6. la etapa emiterii avizului de racordare sau coordonării proiectului de execuție, cât și în perioada de funcționare, pentru fiecare caz în parte, operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST poate specifica alte valori, posibilitatea și condiții pentru reconectarea automată. În acest sens sistemele de reconectare automată vor asigura posibilitatea setării:
- perioadei de timp T_{obs} cel puțin în domeniul 30 – 300 secunde;
 - frecvența f_1 în domeniul 47.5 - 49.9 Hz;
 - frecvența f_2 în domeniul 50.1 - 51 Hz;
 - tensiunea U_{cmin} în domeniul $(0.85 - 0.95)U_n$;
 - tensiunea U_{cmax} în domeniul $(1.05 - 1.2)U_n$;
- 2.7.2. În lipsa altor prevederi, se interzice funcționarea în regim insularizat altul decât funcționarea pe servicii proprii. La etapa emiterii avizului de racordare sau proiectului de execuție, cât și în perioada de funcționare, pentru fiecare caz în parte, OST poate solicita funcționarea centralei electrice/unității generatoare în insulă, în anumite regimuri. Schema insulei va fi stabilită de comun acord cu gestionarul centralei electrice. În acest sens unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze în regim de funcționare insularizat sau să participe la operarea insulei.
- 2.7.3. Unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze continuu după izolarea pe servicii proprii, indiferent de orice conectare a serviciilor interne la rețeaua electrică externă. În lipsa altor prevederi, se va asigura funcționarea în regim insularizat pe servicii proprii pe parcursul a cel puțin 2 ore. În condițiile limitărilor ce țin caracteristicile tehnologiei sursei primare, la etapa emiterii avizului de racordare sau proiectului de execuție, gestionarul unității generatoare va prezenta justificări în cazul imposibilității asigurării timpului minim de funcționare în regim insularizat pe servicii proprii, solicitat de operator.
- 2.7.4. În cazul deconectării de la rețeaua electrică, unitatea generatoare trebuie să se resincronizeze rapid în maxim 15 minute. În condițiile limitărilor ce țin caracteristicile tehnice ale unității generatoare, la etapa emiterii avizului de racordare sau proiectului de execuție, gestionarul unității generatoare va prezenta justificări în cazul imposibilității asigurării timpului minim de resincronizare.
- 2.8. Unitatea generatoare va fi echipată cu un sistem de reglaj al puterii active care să permită modificarea referinței de putere activă ca urmare a unei dispoziții date de operatorul de sistem relevant. Gestionarul centralei electrice, are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul SCADA al operatorului de sistem relevant, la caracteristicile solicitate de acesta. La etapa emiterii avizului de racordare sau coordonării proiectului de execuție, operatorul de sistem relevant va stabili cerințele care să permită integrarea în sistemul SCADA propriu care să permită reglajul de la distanță al puterii active. Cerințele vor include minim: formatul dispoziției (consemn de putere, limitare putere injecție), protocolul de comunicare, modul de implementare a dispoziției/dispozițiilor, modul de organizare a canalului de legătură și asigurare a securității, cerințe pentru echipamente care să permită integrarea în sistemul SCADA. În condițiile lipsei altor prevederi, unitatea generatoare va realiza dispoziția cu o întârziere inițială ce nu depășește 2 secunde, cu o viteză ce nu depășește 20% P_{max} pe minut, cu o precizie de $\pm 5\%P_{max}$, unde P_{max} reprezintă capacitatea maximă a unității de producere.
- 2.9. Unitatea generatoare trebuie să corespundă următoarelor cerințe de stabilitate de tensiune:
- 2.9.1. Unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să se deconecteze automat atunci când tensiunea în punctele de racordare depășește 1.1 din valoarea tensiunii contractate în punctele de racordare;
 - 2.9.2. Unitatea generatoare trebuie să rămână conectată la rețeaua electrică și să funcționeze nelimitat în domeniul de tensiune între $0.85 U_n$ și $1.1 U_n$ din valoarea tensiunii contractate în punctele de racordare;
 - 2.9.3. În ceea ce privește capacitatea de trecere peste defect, unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețeaua electrică, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețeaua electrică eliminat corect, în conformitate cu următoarele dependențe tensiune-timp:

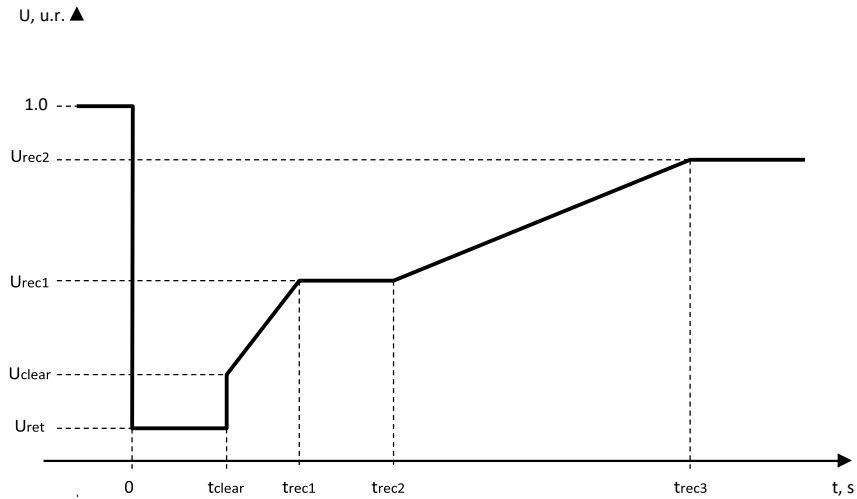


Figura 24. Capacitatea de trecere peste defect - dependențe tensiune-timp

Diagrama reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție a tensiunii de linie în timp în punctul de racordare, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea Uret este tensiunea reziduală la punctul de racordare în timpul unui defect, tclear este momentul în care defectul a fost eliminat. Urec1, Urec2, trec1, trec2 și trec3 specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului.

Pentru grupuri generatoare sincrone cu capacitatea maximă corespunzătoare tipului C, din centrale electrice fără puncte de racordare la niveluri de tensiuni mai mare sau egale cu 110 kV, se va utiliza următoarea diagramă și parametri:

Tabelul 6. Parametrii referitor la capacitatea de trecere peste defect a modulelor generatoare din centrala electrică

Parametrii tensiunii [pu]		Parametrii de timp [secunde]	
Uret, u.r.	0.3	tclear, s	0.2
Uclear, u.r.	0.7	trec1, s	0.2
Urec1, u.r.	0.7	trec2, s	0.7
Urec2 u.r.	0.9	trec3, s	1.5

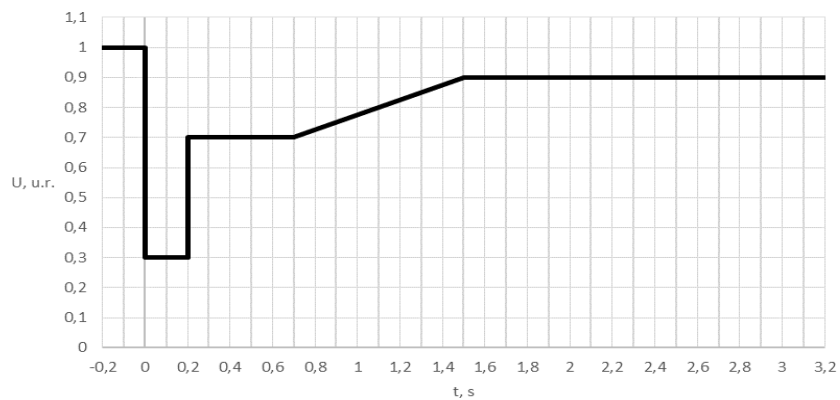


Figura 25. Diagrama de trecerea peste defect pentru grupuri generatoare sincrone cu capacitatea maximă corespunzătoare tipului C, din centrale electrice fără puncte de racordare la niveluri de tensiuni mai mari sau egale cu 110 kV

Pentru module generatoare cu capacitatea maximă corespunzătoare tipului C, din centrale electrice fără puncte de racordare la niveluri de tensiuni mai mari sau egale cu 110 kV, se va utiliza următoarea diagramă și parametri:

Tabelul 7. Parametrii referitor la capacitatea de trecere peste defect a modulelor generatoare din centrala electrică

Parametrii tensiunii [pu]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} , u.r.	0.15	t_{clear} , s	0.2
U_{clear} , u.r.	0.15	t_{rec1} , s	0.2
U_{rec1} , u.r.	0.15	t_{rec2} , s	0.2
U_{rec2} u.r.	0.85	t_{rec3} , s	1.5

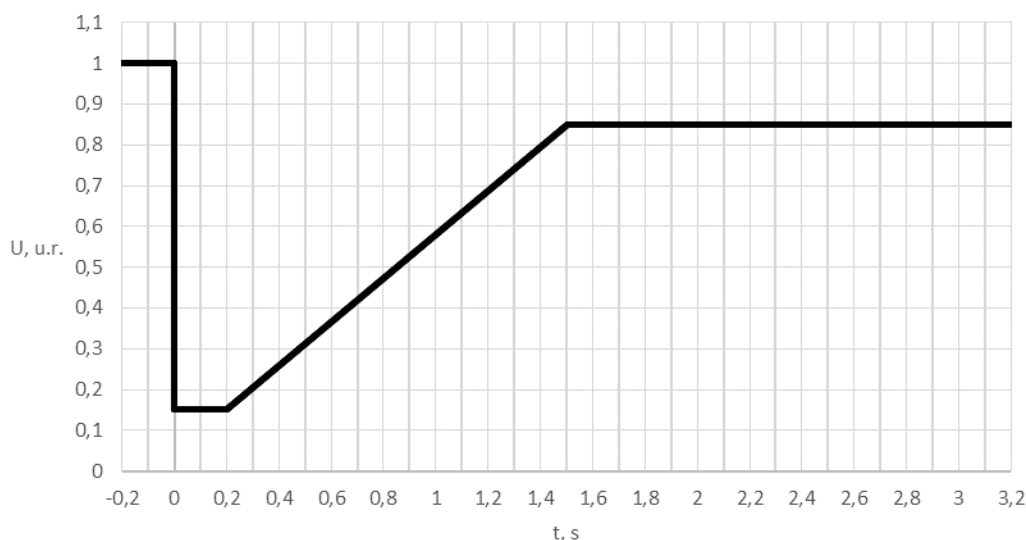


Figura 26. Diagrama de trecerea peste defect pentru module generatoare cu capacitatea maximă corespunzătoare tipului C, din centrale electrice fără puncte de racordare la niveluri de tensiuni mai mare sau egale cu 110 kV

Unitatea generatoare trebuie să rămână conectată la rețeaua electrică și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei electrice în punctul/punctele de racordare a centralei electrice, pe durata unui defect simetric, este mai mare decât limita inferioară de evoluție a tensiunii descrisă în diagrama de trecere peste defect, cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;

Protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare) se stabilește de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice în conformitate cu cea mai mare capacitate a unității generatoare, care trebuie să respecte cel puțin digramele tensiune-timp specificate de OST.

Capacitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice, trebuie să respecte prevederile pentru defecte simetrice;

- 2.10. Centrala electrică cu module generatoare trebuie să fie capabilă să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare:

- 2.10.1. La etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, cât și pe perioada funcționării, operatorul de sistem relevant sau OST va specifica necesitatea furnizării componentei tranzitorii;
- 2.10.2. Injecția componentei tranzitorii a curentului de defect va corespunde injecției de curent reactiv și se va realiza prin una din următoarele două metode:
- corespunzător variației de tensiune în punctele de racordare;
 - măsurarea variațiilor de tensiune la bornele unităților din cadrul modului generator care intră în componența centralei electrice și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele unităților respective;
 - Variația de tensiune se determină când tensiunea măsurată, fie în punctul de racordare, după caz, fie la bornele unității din cadrul modului generator este mai mică de 0.85 u.r. Durata variației se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de 0.85 u.r..
 - Valoarea componentei tranzitorii furnizate pe perioada 30-60 ms se va stabili ca valoarea maximă de scurtă durată (tranzitorie) care permite a fi furnizată de modulul generator;
 - Valoarea stabilizată (după 60 ms) a componentei tranzitorii furnizate se va stabili:
 - ca o valoare nu mai mică de valoarea curentului nominal al unității generatoare (utilizat implicit în lipsa altor prevederi), sau
 - ca o valoare liniar dependentă de amplitudinea golului de tensiune (tensiunii remanente), cu un coeficient de proporționalitate care poate fi setat în intervalul de la 2 la 10;
 - altă valoare sau modalitate de stabilire a acesteia specificată de operatorul de sistem relevant la etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție.
- 2.11. Unitatea generatoare va asigura posibilitatea tehnică de furnizare a componentei tranzitorii cel puțin pentru primele două cazuri. La etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, cât și pe perioada funcționării, operatorul de sistem relevant sau OST va specifica modul de stabilire a valorii stabilizate a componentei tranzitorii;
- 2.11.1. La furnizarea componentei tranzitorii a curentului de defect se va furniza curent reactiv, astfel acordând prioritate furnizării curentului reactiv față de curentul activ. Ținând cont de curentul admisibil al modului generator, la necesitate curentul activ va fi micșorat pentru asigurarea furnizării curentului reactiv pe durata defectului.
- 2.11.2. Componenta tranzitorie a curentului de defect va fi furnizată fără întârziere din momentul determinării abaterii tensiunii;
- 2.11.3. Componenta tranzitorie va fi furnizată la valoarea de 90% cu timpul de creștere a curentului de defect, mai mic sau egal cu 30ms și timpul de stabilizare a curentului de defect la valoarea de 100% cu precizia de $\pm 10\%$, mai mic sau egal cu 60 ms;
- 2.11.4. Componenta tranzitorie stabilizată injectată trebuie să se mențină pe toată durata căderii de tensiune. Unitatea generatoare cu module generatoare va asigura capacitatea tehnică minimă de furnizarea a componentei tranzitorii pe o durată de timp conform profilului tensiunii definit de trecerea peste defect;
- 2.11.5. Cerințele privind furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect se aplică atât pentru defectele simetrice cât și în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate.

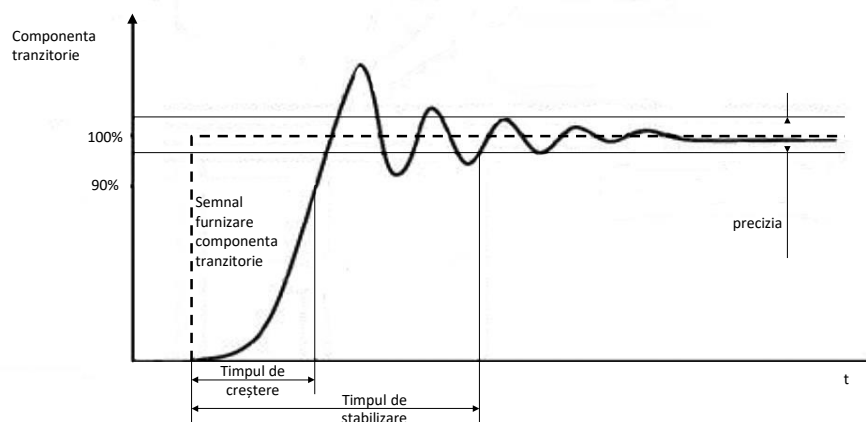


Figura 27. Furnizarea componentei tranzitorii

2.12. Condițiile ante- și post-defect pentru capacitatea de trecere peste defect:

- Pentru regimul ante-defect capacitatea minima de scurtcircuit în punctul/punctele de racordare a centralei electrice din care face parte unitatea de generare se va calcula în baza informației prezentate de operatorul de sistem relevant la etapa emiterii avizului de racordare sau coordonării proiectului de execuție, care va include:
 - valorile nemijlocite capacității minime de scurtcircuit în punctele de racordare sau
 - valorile capacității minime de scurtcircuit și parametrilor rețelei electrice între punctul de racordare și punctele pentru care sunt prezentate valorile capacității de scurtcircuit.
- în regim ante-defect centrala electrică va funcționa cu putere active maximă și cu un factor capacitiv maxim;
- valoarea tensiunii în punctul de racordare în regim ante-defect se va considera egală cu 1.0 u.r.;
- pe perioada defectului centrala electrică va injecta curent reactiv, după cum urmează:
 - pentru module generatoare, se va acorda prioritate curentului reactiv care va fi furnizat:
- conform cerințelor de furnizare a componentei tranzitorii stabilizate, în cazul în care operatorul de sistem a solicitat furnizarea acestuia, sau
- ca curent reactiv maxim de scurtă durată în limita curentului maxim total corespunzător caracteristicilor tehnice a modului generator, în caz contrar;
 - pentru grupuri generatoare sincrone – curent reactiv maxim;
- restabilirea puterii active în regim post-defect va fi realizată conform cerințelor de stabilitate de funcționare.
- Calculul capacității minime de scurtcircuit pentru regimul post-defect va fi identic cu regimul ante-defect;

2.13. Capacitatea de furnizare de putere reactivă:

- unitatea generatoare va fi capabilă de a genera și absorbi continuu putere reactivă conform următoarelor cerințe:
 - la capacitatea activă maximă, unitatea generatoare va fi capabilă de a genera și absorbi continuu putere reactivă în dependență de tensiunea în punctul de racordare conform următoarei digrame:

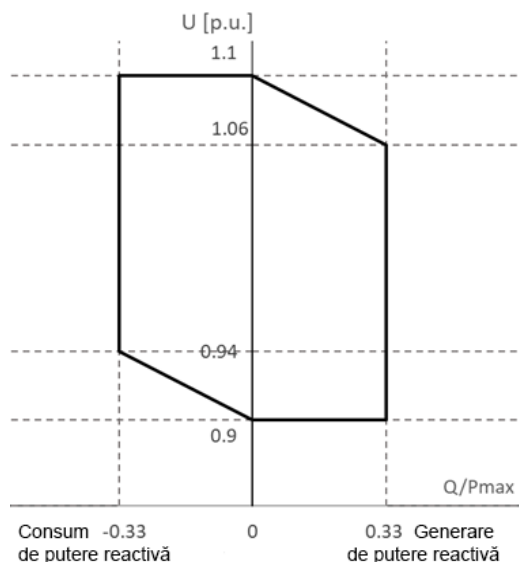


Figura 28. Diagrama puterii reactive în dependență de tensiunea în punctul de racordare

- modulele generatoare vor fi capabile de a genera și absorbi continuu putere reactivă conform următoarei digrame P-Q:

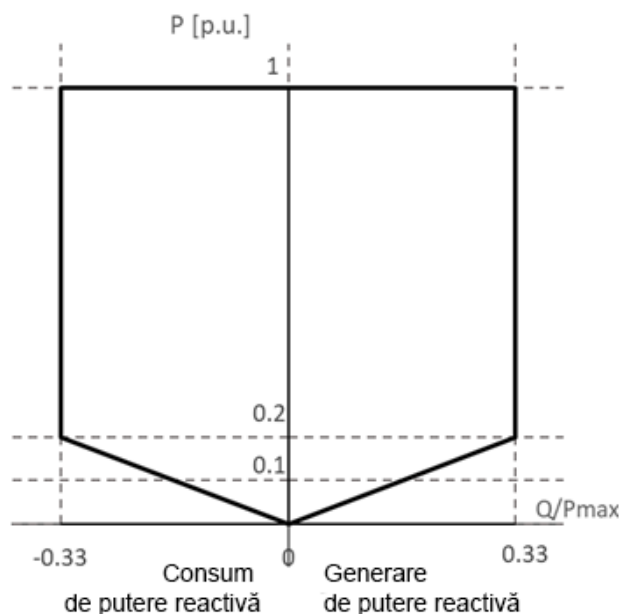


Figura 29. Diagrama P-Q

- 2.13.1. Grupurile generatoare sincrone vor fi capabile de a genera sau absorbi continuu putere reactivă conform unui factor nu mai mare de 0.9 capacitiv și nu mai mare de 0.9 inductiv. Gestionarul unității de generare va prezenta cel târziu la etapa coordonării proiectului de execuție digrama P-Q a unității generatoare;
- 2.13.2. La etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, operatorul de sistem relevant sau OST poate specifica necesitatea furnizării puterii reactive suplimentare pentru compensarea totală sau parțială a pierderilor în elementele interne ale centralei electrice situate între bornele unității generatoare și punctele de racordare a centralei electrice din care face parte unitatea generatoare.
 - unitatea generatoare trebuie să poată realiza reglajul automat tensiune - putere reactivă în oricare din modalitățile:
- 2.13.3. reglajul tensiunii, pentru care unitatea generatoare va fi capabilă de a seta și asigura:
 - valoarea setării tensiunii în intervalul 0.95 – 1.05 cu o discreție nu mai mare de 0.01;
 - banda moartă în intervalul 0 – $\pm 5\%$ cu o discreție nu mai mare de 0.5% din valoarea tensiunii nominale;
 - statismul în intervalul 2% - 7% cu o discreție nu mai mare de 0.5%;
 - timpul de creștere până la 90% la modificarea setării de tensiune, nu va depăși 1 secundă, iar timpul de stabilizare la 100% în cadrul unei precizii nu mai mari de 5%, nu va depăși 5 secunde;
- 2.13.4. reglajul puterii reactive, pentru care unitatea generatoare va fi capabilă de a seta și asigura:
 - valoarea setării puterii reactive în intervalul capacității minime și maxime a unității generatoare cu o discreție ce nu va depăși valoarea minimă între valoarea de 5 MVar și 5% din puterea maximă reactivă a unității generatoare;
 - precizia menținerii setării nu va depăși valoarea minimă între valoarea de 5 MVar și 5% din puterea maximă reactivă a unității generatoare;
- 2.13.5. reglajul factorului de putere, pentru care unitatea generatoare va fi capabilă de a seta și asigura:
 - valoarea setării factorului de putere cel puțin în gama 0.95 capacitiv și 0.95 inductiv cu o discreție nu mai mare de 0.01;
 - precizia menținerii setării factorului de putere va asigura o putere reactivă cu o precizie ce nu va depăși valoarea minimă între valoarea de 5 MVar și 5% din puterea maximă reactivă a unității generatoare;
- 2.13.6. La etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, cât și pe perioada funcționării, operatorul de sistem relevant sau OST va specifica modul de reglaj utilizat și setările aferente.
 - în regim normal de funcționare al rețelei electrice, unitatea generatoare nu trebuie să producă în punctul de racordare variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală.

2.14. Unitatea generatoare trebuie să satisfacă următoarele cerințe de stabilitate de funcționare:

2.14.1. Restabilirea puterii active după defect:

- pentru grupuri generatoare sincrone, restabilirea puterii active în regim post-defect va fi asigurată în maxim 5 secunde la nivel de 90% din valoarea în regim ante defect;
- pentru module generatoare, restabilirea puterii active în regim post-defect va fi asigurată:
- din momentul atingerii valorii tensiunii în punctul de racordare 90% din valoarea în regim ante-defect și/sau stoparea furnizării componentei tranzitorii a curentului de defect,
- în maxim 1 secundă, pentru abaterea de tensiune ce depășește 140ms și maxim în 0.5 secunde pentru abaterea de tensiune cu o durată egală sau mai mică de 140ms;
- la nivel de 90% din valoarea puterii active în regim ante defect;
- cu o precizie de 10%.

2.14.2. Schemele de control și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametri de reglaj, necesare calculului de stabilitate a rețelei electrice și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie incluse în proiectul de execuție. Documentația de proiect de execuție ce ține de schemele de control și automatizare va fi transmisă de gestionarul centralei electrice către OST și operatorului de sistem relevant cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OST, OSD și gestionarul centralei. Orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale centralei electrice trebuie să fie coordonate și convenite între OST, OSD și gestionarul centralei electrice. La etapa avizului de racordare sau caietului de sarcini pentru proiectare, operatorul de sistem relevant poate specifica cerințe specifice aferente schemelor de control și automatizare.

2.15. Sistemele de protecție și automatizare vor respecta cel puțin următoarele cerințe:

- 2.15.1. Trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale unității generatoare care intră în componența centralei electrice și să asigure protecție de rezervă împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acestea sunt racordate;
- 2.15.2. Pentru module generatoare sistemele de protecții și automatizări vor asigura excluderea funcționării în regim insularizat altul decât pe servicii proprii sau regimuri convenite cu OST de funcționare în insulă;
- 2.15.3. Trebuie să fie performante, cu fiabilitate ridicată și organizate în grupe, selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemele de protecții trebuie să fie prevăzute cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografieră. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea în sistemul local de achiziție date, supraveghere și control al operatorului de sistem relevant;
- 2.15.4. Sistemul de protecții electrice va fi organizat în două grupe de protecții independente și redundante, atât pentru unitatea generatoare, cât și pentru racord/racorduri;
- 2.15.5. Sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă în punctul de racordare/delimitare, frecvența maximă/minimă în punctul de racordare/delimitare;
- 2.15.6. Sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin scurtcircuitele simetrice și asimetrice din rețeaua electrică unde este racordată centrala electrică din care face parte unitatea generatoare care intră în componența centralei electrice, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și tensiune;
- 2.15.7. În lipsa altor prevederi din partea operatorului de sistem relevant sau OST, sistemele de protecții ale unităților generatoare vor asigura deconectarea unității generatoare la pierderea stabilității. Criteriile de deconectare, de tipul detectarea mersului asincron, pierderea excitației, regimului de motor, protecția împotriva asimetriei de curent, a întreruperii unei faze și timpul critic de deconectare vor fi avizate în cadrul coordonării proiectului de execuție. Gestionarul unității generatoare va asigura includerea în proiectul de execuție a unui capitol ce ține de sistemele automate de deconectare a unității generatoare în cazurile pierderii stabilității;
- 2.15.8. Centrala electrică din care face parte unitatea generatoare va dispune de minim următoarele protecții:
- 2.15.8.1. Protecțiile unităților generatoare care intră în componența centralei electrice, ale transformatoarelor ridicătoare de tensiune și ale transformatoarelor de servicii proprii sau auxiliare, pentru:
- Defecte interne ale unităților generatoare care intră în componența centralei electrice, ale transformatoarelor ridicătoare de tensiune și eventual ale transformatoarelor de servicii proprii (scurtcircuite și puneri la pământ);
 - Defecte interne ale transformatoarelor ridicătoare de tensiune ale unităților generatoare care intră în componența centralei electrice;

- Scurtcircuite sau puneri la pământ pe liniile electrice de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
 - Scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
 - Tensiune maximă și minimă la bornele unităților generatoare care intră în componența centralei electrice.
- 2.15.9. Protecții asigurate în punctul de racordare:
- Scurtcircuite sau puneri la pământ pe liniile electrice de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
 - Tensiunea maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare;
 - Frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare;
 - Scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă.
- 2.15.10. Schemele sistemelor de protecție și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametri de reglaj, necesare calculului de stabilitate a rețelei electrice și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie incluse în proiectul de execuție. La etapa emiterii avizului de racordare sau caietului de sarcini pentru proiectare, operatorul de sistem relevant poate specifica cerințe specifice aferente schemelor de control și automatizare;
- 2.15.11. Sistemele de protecții vor asigura menținerea stabilității unității generatoare în cazul oscilațiilor de putere;
- 2.16. Schimbul de informații în timp real:
- 2.16.1. La etapa emiterii avizului de racordare, caiet de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, operatorul de sistem relevant va stabili cerințele față de echipamentul de comunicație și măsurare care să permită integrarea în sistemul SCADA propriu și care să permită schimbul de date. Cerințele vor include minim:
- protocolul de comunicare,
 - precizia de măsurare,
 - marca de timp,
 - modul de transmitere a datelor măsurate (periodic cu indicarea perioadei sau la - modificare cu indicarea pragului),
 - modul de organizare a canalului de legătură și asigurare a securității,
 - cerințe pentru echipamente de comunicație care să permită integrarea în sistemul SCADA (inclusiv organizarea canalului de legătură);
- 2.16.2. Datele transmise în timp real vor include cel puțin:
- Puterea activă totală injectată în punctul de racordare;
 - Puterile active generate de fiecare grup generator sincron;
 - Puterile active generate totale de fiecare tip de module generatoare (fotovoltaic, eolian);
 - Puterea reactivă totală injectată în punctul de racordare;
 - Puterile reactive generate de fiecare grup generator sincron;
 - Puterile reactive generate totale de fiecare tip de module generatoare (fotovoltaic, eolian);
 - Tensiunea în punctele de racordare;
 - Frecvența în punctele de racordare pentru centrale electrice cu module generatoare;
 - Frecvența la nivelul tensiunii de generare pentru fiecare grup de generare sincron;
 - Semnale de stare a echipamentului de comutație aferente punctelor de racordare;
- Pentru stații proprii racordate la niveluri de tensiune 35kV și mai mare:
- Semnale de stare a echipamentului de comutație înaltă tensiune;
 - Semnale de stare a echipamentului de comutație din celule de transformator ridicător, cuplă joasă tensiune; celule generator;
 - Poziția ploturilor transformatoarelor ridicătoare;
 - Poziția echipamentului de comutație din neutrul transformatoarelor ridicătoare.
- 2.16.3. Monitorizarea în timp real a RFA:
- semnalul persistent de stare al RFA (mod RFA activ sau nu);
 - valoarea puterii active programată;
 - valoarea statismului;
 - valoarea benzii moarte;
- 2.17. Nivelul perturbațiilor provenite de la centrala electrică trebuie să fie în limitele valorilor stabilite de standardul SM EN 50160. Pentru monitorizarea calității energiei electrice în punctul de racordare, gestionarul unității generatoare va instala la centrala electrică un sistem propriu de monitorizare și colectare a datelor ce țin de calitatea energiei electrice.
- 2.17.1. Datele colectate vor include minim:
- Abaterea tensiunii pe toate fazele în punctul de racordare;
 - Registru de evenimente (goluri/supratensiuni);
 - Abaterea frecvenței;

- Armonici tensiune și curent, (THD) care va include toate armonicile până la rangul 50;
- Dezechilibru tensiuni și curenți.

Sistemul informațional va permite stocarea datelor pentru minim 3 luni. În fiecare trimestru, sau la solicitarea operatorului de sistem relevant, gestionarul centralei electrice va remite operatorului de sistem relevant datele colectate aferente calității energiei electrice pentru perioada precedentă. La etapa coordonării proiectului de execuție, gestionarul unității generatoare va coordona cu operatorul de sistem protocolul de comunicare a datelor înregistrate.

2.18. Condiții de operare:

- 2.18.1. Limitele minime și maxime pentru viteza de variație a puterii active (limitele rampelor) în ambele direcții, la creștere și la scădere:
 - limita minimă de schimbare a puterii active - 1% Pmax / minut;
 - limita maximă de schimbare a puterii active - 20% Pmax / minut;
 - 2.18.2. Unitatea generatoare va fi capabilă de a funcționa în cadrul procesului de reglaj al puterii din sistemul electroenergetic național. În acest sens se vor asigura măsurile tehnice și organizatorice necesare privind recepționarea dispozițiilor de la OST de reglaj a puterii și asigurare a rezervelor de putere, cât și măsurile de monitorizare a îndeplinirii acestora. Unitatea generatoare va fi capabilă de îndeplinire cerințele de certificare pentru procesele de stabilizare (PSF) și restabilire a frecvenței (PRF, automat și manual)
 - 2.18.3. La etapa emiterii avizului de racordare sau coordonării proiectului de execuție, cât și în perioada de funcționare, operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST va specifica cerințe și modul de legare la pământ a neutrlui transformatorului pe partea de rețea a transformatorului ridicător.
 - 2.18.4. La etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, operatorul de sistem relevant sau OST este în drept de a solicita montarea de dispozitive suplimentare pentru asigurarea siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic. După punerea în funcțiune, pentru asigurarea siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic, operatorul de sistem relevant sau OST pot conveni cu gestionarul unității generatoare posibilitatea și alte aspectele ce țin de montarea dispozitivelor suplimentare. Aceste dispozitive pot include fără a se limita, dispozitive pentru integrarea în sistemul WAMS al OST, dispozitive pentru protecții și automatizări, dispozitive de monitorizare a funcționării unității generatoare.
 - 2.18.5. La etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, cât și pe perioada funcționării, operatorul de sistem relevant sau OST este în drept de a solicita prezentarea modelului de simulare a unității generatoare sau centralei electrice din care aceasta face parte. Operatorul de sistem sau OST va specifica modul și formatul de prezentare a modelului de calcul. Gestionarul unității generatoare va prezenta modelul de calcul și datele necesare validării acestuia conform cerințelor operatorului de sistem sau OST și cerințelor Codului rețelelor electrice. În forma minimă modelul de calcul va fi prezentat structural ca diagramă bloc cu specificarea tuturor parametrilor și rezultate de testelor de conformitate pentru validarea modelului de simulare.
 - 2.18.6. Unitatea generatoare trebuie să fie dotată cu dispozitive care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem. La etapa coordonării proiectului de execuție, gestionarul unității generatoare va coordona cu operatorul de sistem setările, criteriile de pornire a înregistrării și protocolul de comunicare a datelor înregistrate.
- 3.** Unitatea generatoare formată din module generatoare va fi capabilă tehnic de a furniza inerție artificială. La etapa emiterii avizului de racordare, caietului de sarcini pentru proiect sau coordonării proiectului de execuție, cât și pe perioada funcționării, operatorul de sistem relevant sau OST este în drept de a solicita furnizarea inerției artificiale cu specificarea constantei de inerție.
- 4. CERINȚE REFERITOR LA VALOAREA FACTORULUI DE PUTERE:** 0,95 – inductiv capacitiv
Puterea reactivă produsă/absorbită de centrala electrică în punctul de racordare trebuie să poată fi reglată continuu corespunzător unui factor de putere situat cel puțin în gama 0,95 capacitiv și 0,95 inductiv.
- 5. CERINȚE DE PROTECȚIE CONTRA FULGER:** Conform "Normativului în construcții" **NCM G.02.02:2018**.
- 6. VALOAREA CALCULATĂ A CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT:** $I_{sc}^{(3)}$ = conform calculelor efectuate la proiectare, kA.
- 6.1. Valoarea minimală a curentului de scurtcircuit în punctul de racordare la rețeaua electrică:
 - 6.2. Valoarea maximală a curentului de scurtcircuit în punctul de racordare la rețeaua electrică
- 7. CERINȚE FAȚĂ DE PROTECȚII:**
- 7.1. De prevăzut protecții conform cap. 3.2 NAIE.
 - 7.2. Centrala electrică eoliană trebuie să dispună de protecții împotriva tuturor tipurilor de defecte și regimuri anormale posibile.
 - 7.3. Turbinele eoliene, instalațiile electrice interne și instalațiile auxiliare trebuie să fie protejate contra pagubelor ce pot fi provocate de defecte în instalațiile proprii sau la incidente din rețea (scurtcircuite cu și fără punere la pământ, acționări ale protecțiilor în rețea, supratensiuni tranzitorii etc.), cât și în cazul apariției unor condiții tehnice excepționale/anormale de funcționare.

7.4. Nivelul perturbațiilor provenite de la centrala eoliană (nesimetrie, regim deformant, flicker etc.) vor fi menținute, în limitele valorilor stabilite de standardul SM EN 50160.

8. CERINȚĂ FAȚĂ DE IZOLAȚIE ȘI PROTECȚIA CONTRA SUPRATENSIUNII:

8.1. De prevăzut conform cap. 2.5 și 4.2 NAIE protecția echipamentului electric pentru tensiunea de lucru 10 kV.

8.2. Pentru instalațiile electrice cu tensiunea de lucru 10 kV:

7.2.1. De prevăzut conform p. 4.2.133-4.2.159 și p. 2.5.116-2.5.134 din NAIE, limitatoare a supratensiunilor de impuls (atmosferice) și de comutație.

8.3. Pentru receptoarele electrice, alimentate la tensiunea mai mică de 1kV:

7.3.1. De prevăzut limitatoare a supratensiunilor de impuls (atmosferice) și de comutație conform p. 7.1.22 NAIE;

7.3.2. alte cerințe și măsuri tehnice specifice echipamentului electric al centralei electrice.

9. CERINȚE FAȚĂ DE AUTOMATIZARE:

9.1. Fiecare turbină eoliană trebuie să dispună de următoarele sisteme de automatizare:

8.1.1. Conectare prin sincronizare;

8.1.2. reglarea automată a tensiunii și puterii;

8.1.3. separarea automată de la rețeaua electrică;

8.1.4. generatorul trebuie să fie declanșat automat de la RED în cazul pierderii stabilității.

9.2. Funcționarea continuă la puterea activă nominală:

8.2.1. În diapazonul de tensiune (0,9 - 1,1) Unom din punctul de racordare a rețelei;

8.2.2. În diapazonul de frecvență prevăzut de codul rețelilor.

9.3. La valori ale tensiunii în punctul de racordare situate în banda admisibilă de tensiune, puterea reactivă produsă/absorbită de centrala electrică în punctul de racordare trebuie să poată fi reglată continuu corespunzător unui factor de putere situat cel puțin în gama 0,95 capacitiv și 0,95 inductiv.

Centrala electrică trebuie să poată realiza reglajul automat tensiune - putere reactivă în oricare din modalitățile:

- reglajul tensiunii;

- reglajul puterii reactive schimbate cu Sistemul electroenergetic național;

Viteza de răspuns a sistemului de reglaj al tensiunii trebuie să fie de minimum 95% din puterea reactivă disponibilă pe secundă.

9.4. În regim normal de funcționare al rețelei, centrala electrică nu trebuie să producă în punctul de racordare variații de tensiune mai mari de +/-5% din tensiunea nominală.

9.5. Centrala electrică prevăzută a fi instalată nu trebuie să conducă la încălcarea normelor în vigoare privind calitatea energiei electrice.

9.6. Producătorul de energie este responsabil de menținerea valorilor de reglaj a sistemelor de automatizare coordonate cu OSD și asigurarea transparenței acestora în procesul de exploatare.

9.7. Reglajele sistemelor de protecție prin relee și automată a centralei electrice eoliene trebuie să fie coordonate cu Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" în continuare NHEC

10. CERINȚE FAȚĂ DE ECHIPAMENTUL DE TELECOMUNICAȚII:

Important! Schimbul de informații în timp real cu Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" în continuare NHEC, va fi realizat pentru centrale electrice proiectate.

- La etapa emiterii caietului de sarcini pentru proiectare sau coordonării proiectului de execuție, operatorul de sistem relevant va stabili cerințele față de echipamentul de comunicație și măsurare care să permită integrarea în sistemul SCADA propriu și care să permită schimbul de date. Cerințele vor include minim: protocolul de comunicare, precizia de măsurare, marca de timp, modul de transmitere a datelor măsurate (periodic cu indicarea perioadei sau la modificare cu indicarea pragului), modul de organizare a canalului de legătură și asigurare a securității, cerințe pentru echipamente de comunicație care să permită integrarea în sistemul SCADA (inclusiv organizarea canalului de legătură);

- Datele transmise în timp real vor include cel puțin:

- Puterea activă totală injectată în punctul de racordare;
- Puterile active generate de fiecare grup generator sincron;
- Puterile active generate totale de fiecare tip de module generatoare (fotovoltaic, eolian);
- Puterea reactivă totală injectată în punctul de racordare;
- Puterile reactive generate de fiecare grup generator sincron;
- Puterile reactive generate totale de fiecare tip de module generatoare (fotovoltaic, eolian);
- Tensiunea în punctele de racordare

Echipamentul de telemecanică trebuie să fie compatibil cu sistemul de telemecanică existent în cadrul Serviciului de Dispecerat Central al Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" în continuare NHEC

- Pentru comunicare cu SCADA NHEC (supervisory control and data acquisition) la nivel superior la instalația de generare, se necesită instalarea RTU (Remote Terminal Unit).

Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" NHEC , MD-5617, Republica Moldova, or.Costești

RTU trebuie să asigure:

- Transmiterea telesemnalizare (TS) - poziția aparatelor de comutație (conectat-deconectat) , specificate în AR
- Transmiterea datelor în timp real de telemetrie a parametrilor electrice (valorile instantanee)
- Executarea comenzilor de telecomandă (TC) prin comutarea dispozitivelor specificate în AR (conectat-deconectat)
- Executarea comenzilor de telereglare (TR) prin parametrii electrice (More, Less) specificate în AR
- Protocol de comunicare cu controlerele de comandă sau invertoarele instalației electrice generatoare
 - MODBUS RTU
 - MODBUS TCP/IP
 - Compatibil cu RTU
- Pentru organizarea unui canal de comunicare cu SCADA (Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" în continuare NHEC) de nivel superior, se va utiliza un router de comunicare conectat la RTU
 - Protocol de comunicare RTU – compatibil RTU
 - Protocol de comunicație cu SCADA NHEC de nivel înalt (Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" în continuare NHEC) - IEC 60870-5-104 («Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles)
 - Protocol de comunicație structurat cu generatoare Eoliene IEC61400-25
 - Mediu de comunicare cu SCADA NHEC de nivel înalt – canal radio, standard GSM (GPRS) 3G, 4G. La instalațiile cu telereglare (TR) a parametrilor este necesar un canal de comunicare de rezervă

10.1. - Routerul trebuie să îndeplinească cerințele moderne de securitate cibernetică - criptarea informațiilor în standardul SCADA NHEC, fără protocoale deschise.

11. CERINȚE FAȚĂ DE ECHIPAMENTUL DE MĂSURARE:

11.1. Caracteristicile tehnice ale echipamentului de măsurare electric (contorul, transformatoarele de măsură), ce va fi instalat, trebuie să corespundă prevederilor Regulamentului privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale (Hotărârea ANRE nr. 382 din 02.07.2010 Monitorul Oficial nr. 214-220/765 din 05.11.2010).

11.2. Contorul de energie electrică trebuie să fie de tip electronic performant, cu buletinul de verificare metrologică valabil, având următoarele funcții și caracteristici tehnice:

10.2.1. Înregistrarea bidirecțională a energiei electrice active și după caz a energiei electrice reactive în minim patru cadrane. În cazul aplicării de către consumatorul final a mecanismului contorizării nete a energiei electrice, pentru măsurarea fluxurilor de energie electrică poate fi utilizat fie un contor bidirecțional, care înregistrează cantitatea de energie electrică consumată din rețeaua electrică și, respectiv, cantitatea de energie electrică livrată în rețeaua electrică, fie două contoare unidirecționale, care să înregistreze separat cantitatea de energie electrică consumată din rețeaua electrică și, respectiv, cantitatea de energie electrică livrată în rețeaua electrică.

10.2.2. clasa de precizie nu va fi mai joasă de 0,5S în cazul conectării indirecte a contorului și nu mai joasă de 1,0 în cazul conectării directe a contorului. În cazul aplicării de către consumatorul final a mecanismului de contorizare netă a energiei electrice, clasa de precizie va corespunde categoriei punctului de măsurare;

10.2.3. contorul electronic de energie electrică va dispune de capacitatea măsurării orare a cantităților de energie electrică și a puterii electrice și stocării datelor pe parcursul a cel puțin 1 an, cu posibilitatea conectării la sistemul automatizat de măsurare a energiei electrice și de citire la distanță a indicațiilor și cu posibilitatea depistării timpului defectării contorului, indiferent de puterea instalată a centralei electrice. În cazul aplicării de către consumatorul final a mecanismului contorizării nete a energiei electrice, cerințele date vor corespunde categoriei punctului de măsurare;

10.2.4. măsurarea energiei electrice se realizează folosind tensiunile și curenții de pe toate fazele;

10.2.5. afișajul indicațiilor și datelor prin intermediul ecranului LCD;

10.2.6. citirea indicațiilor contorului de energie electrică nu trebuie să fie condiționată de prezența tensiunii pentru măsurat;

11.3. Panoul de evidență (PEv) se va instala:

10.3.1. În limita proprietății private, pe construcții capitale. Se va instala PEv cu două uși dotate cu dispozitive de încuiere, având cap triunghiular cu înălțimea de 7mm. Ușa interioară va dispune de fereastră pentru citirea indicațiilor contorului electric și orificii pentru aplicarea sigiliilor operatorului sistemului de distribuție. Se va instala PEv din oțel cu protecție anticorozivă prin zincare la cald și aplicarea vopselei sau PEv din materiale plastice cu grad de protecție contra impactului mecanic IK10, auto extingibile conform IEC 60085, ambele având gradul de protecție minim IP43 conform IEC529.

10.3.2. de prevăzut conform p.2.1.31 NAIE, montarea conductoarelor colorate de secțiune necesară pentru diferențierea clară a circuitelor în panoul de evidență. În cazul circuitelor trifazate, fiecare din conductoarele de fază (A), (B) și (C) va fi executat în culoare proprie;

10.3.3. rețelele secundare să fie executate separat, prin furtun metalic vizibil.

12. Legarea la pământ și îndeplinirea măsurilor contra electrocutării să se efectueze în conformitate cu cap. 1.7 NAIE.

13. ALTE CERINȚE: Elaborarea și coordonarea proiectului instalației electrice, ce se montează de către electricianul autorizat

de Inspectoratul Energetic de Stat, cu operatorul de rețea este obligatorie. O copie a proiectului coordonat

rămâne la operatorul de rețea. Coordonarea proiectului respectiv se efectuează de către operatorul de rețea în termen de cel mult 10 zile calendaristice de la data solicitării.

- 13.1. Echipamentul electric al centralei electrice trebuie să fie certificat pe teritoriul Republicii Moldova și să dispună de caracteristicile tehnice ce nu vor afecta calitatea energiei electrice în rețelele electrice de distribuție a operatorului sistemului de distribuție.
- 13.2. Livrarea în rețeaua operatorului sistemului de distribuție a energiei electrice produse de centrala electrică, este posibilă numai în baza unui contract încheiat cu furnizorul de energie electrică.
- 13.3. Proiectarea și executarea instalației de racordare să se execute conform Secțiunii 6 al Regulamentului privind racordarea la rețelele electrice și prestarea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice nr. 168/2019 din 31.05.2019.
- 13.4. La cererea solicitantului, operatorul de sistem proiectează și construiește instalația de racordare după încheierea contractului de racordare și achitarea de către solicitant a costului de proiectare și a tarifului de racordare.
- 13.5. Solicitantul achită costul de proiectare și tariful de racordare iar operatorul de sistem organizează proiectarea și montarea instalației de racordare.
- 13.6. În cazul în care solicitantul angajează un proiectant și un electrician autorizat să proiecteze și să execute instalația de racordare, după executarea și recepția instalației de racordare solicitantul achită tariful de punere sub tensiune.
- 13.7. Instalațiile de racordare executate de operatorul de sistem devin proprietatea operatorului de sistem, care este responsabil de exploatarea, întreținerea și modernizarea acestora. Instalațiile de racordare executate de electricienii autorizați aparțin consumatorilor finali care sînt în drept să le transmită, cu titlu gratuit, în proprietatea operatorului de sistem în condițiile stabilite la pct. (10.10).
- 13.8. Persoanele fizice și persoanele juridice, indiferent de tipul de proprietate și forma juridică de organizare, care au în proprietate instalații electrice, linii electrice și posturi de transformare sînt în drept să le transmită, cu titlu gratuit, în proprietatea operatorului de sistem.
- 13.9. În cazul consumatorilor noncasnici/producătorilor, după admiterea în exploatare a instalației, părțile (solicitantul și operatorul de sistem), de comun acord, stabilesc punctul de delimitare a instalațiilor electrice și semnează Actul de delimitare, Procesul verbal de dare în exploatare a echipamentului de măsurare și Convenția de interacțiune, care se prezintă de către operatorul de sistem în ziua finalizării instalației de racordare, conform contractului de racordare.
- 13.10. Elaborarea și coordonarea proiectului instalației electrice cu operatorul de sistem este obligatorie. O copie a proiectului coordonat rămâne la operatorul de sistem. Coordonarea proiectului respectiv se efectuează de către operatorul de sistem în termen de cel mult 10 zile de la data solicitării. În cazul proiectelor pentru racordarea la rețelele electrice cu tensiunea mai mare sau egală cu 10 kV a centralelor electrice, termenul de coordonare a proiectului este de 30 de zile.
- 13.11. În cazul racordării unei centrale electrice la rețeaua electrică, actul de delimitare se va întocmi doar după prezentarea actului de corespundere, eliberat de organul supravegherii energetice de stat.
- 13.12. În cazul prelungirii termenului de valabilitate a avizului de racordare, solicitantul va depune cerere în acest sens la care în mod obligatoriu va anexa Autorizația de construire, eliberată în conformitate cu Legea nr. 163 din 09 iulie 2010, privind autorizarea lucrărilor de construcție. Avizul de racordare se prelungește o singură dată. Avizul de racordare expirat nu poate fi prelungit.

14. LOCAȚIILE EXAMINATE ȘI PROPUSE PENTRU ANALIZĂ, PROIECTARE ȘI CONSTRUCȚIE:

- 14.1. Locația examinată și propusă pentru analiză în cadrul proiectării și eventualei construcții a Centralei Electrice Fotovoltaice plutitoare este prezentată în Figura 14.1.
- 14.2. Locația examinată și propusă pentru analiză în cadrul proiectării și eventualei construcții a Centralei Electrice Eoliene este prezentată în Figura 14.2.
- 14.3. Locația pentru instalarea capacităților de stocare va fi identificată preventiv de proiectant și coordonată/avizată de Beneficiar (alegerea locației trebuie argumentată din punct de vedere atât al posibilităților constructive, dar și disponibilității existente a spațiilor la NHEC).



Figura 14.1 - Locația examinată și propusă pentru analiză în cadrul proiectării și eventualei construcții a Centralei Electrice Fotovoltaice plutitoare

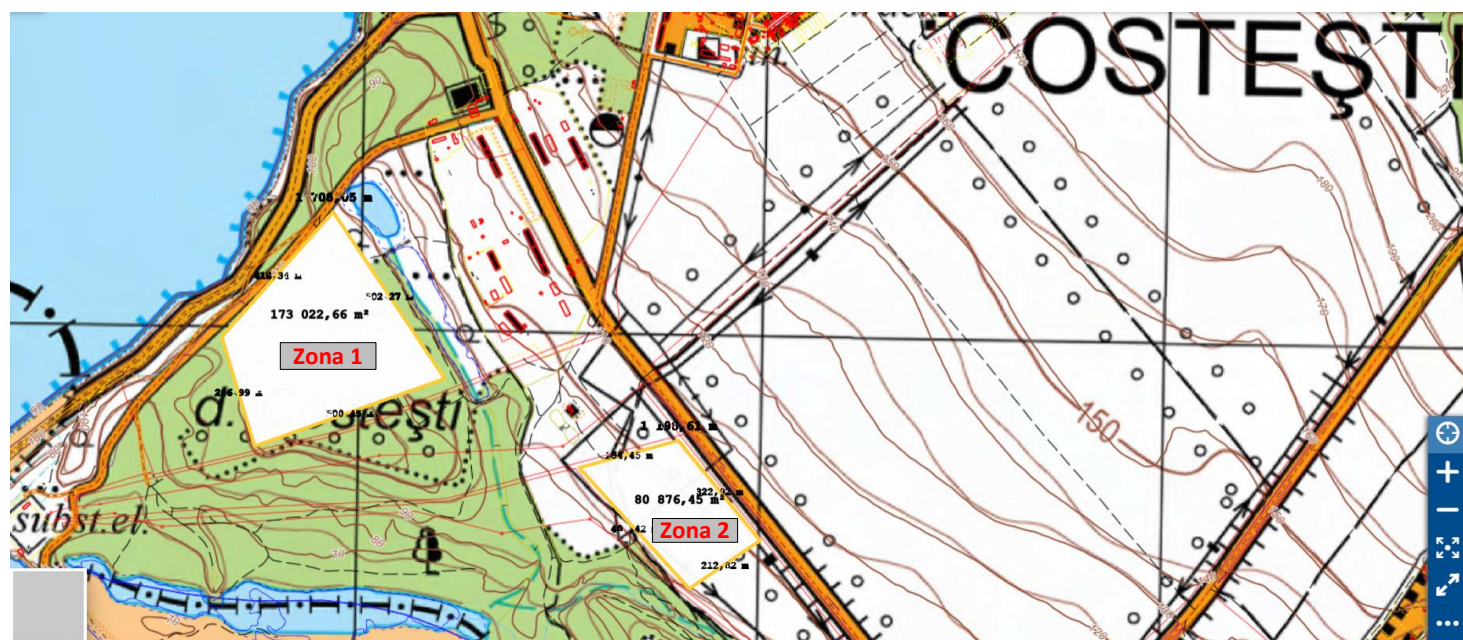


Figura 14.2 - Locația examinată și propusă pentru analiză în cadrul proiectării și eventualei construcții a Centralei Electrice Eoliene

Caiect de sarcini NHEC Nr. 0001 din 01.11.2025

de proiectare a CESF plutitoare, WT, BESS si Automatizare SCADA trebuie să fie executată în 4 Capitole separate interdependente, fiind oformate ca proiecte de execuție separate:

- 15.1. Servicii de proiectare privind constructia unei instalatii de generare a energiei electrice PF pe lacul de acumulare a apei integrata in ciclul de productie al NHEC,
- 15.2. Servicii de proiectare privind constructia unui parc/instalatie de generare a energiei electrice din surse eoliene integrate in ciclul de productie al NHEC,
- 15.3. Servicii de proiectare cu privire la construirea unei capacitati de stocare a energiei electrice din SER integrate in ciclul de productie al NHEC,
- 15.4. Servicii de proiectare privind organizarea Sistemului de monitorizare, automatizare si reglare a producerii energiei electrice din toate sursele integrate in ciclul de productie al NHEC.

16 VOLUMELE SERVICIILOR NECESAR A FI EXECUTATE ÎN CADRUL PROIECTĂRII ȘI ESTIMATE CA PREȚ:

- 16.1. Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare privind constructia unei instalatii de generare a energiei electrice PF pe lacul de acumulare a apei integrata in ciclul de productie al NHEC sunt prezentate în Tabelul 16.1,
- 16.2. Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare privind constructia unui parc/instalatie de generare a energiei electrice din surse eoliene integrate in ciclul de productie al NHEC sunt prezentate în Tabelul 16.2,
- 16.3. Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare cu privire la construirea unei capacitati de stocare a energiei electrice din SER integrate in ciclul de productie al NHEC sunt prezentate în Tabelul 16.3,
- 16.4. Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare privind organizarea Sistemului de monitorizare, automatizare si reglare a producerii energiei electrice din toate sursele integrate in ciclul de productie al NHEC sunt prezentate în Tabelul 16.4,
- 16.5. În scopul evitării unor neînțelegeri sau neconcordanțe privind volumele necesar a fi executate și achitate, fiecare sarcina stabilită în Tabelele 16.1 – 16.4 trebuie argumentate prin costuri unitare cu referințele corespunzătoare la documentele normative NCM valabile în Republica Moldova (Prețuri de referință pentru lucrările de proiectare în construcții),
- 16.6. Ofertanții a căror oferte se vor limita doar la formularul general de ofertă fără prezentarea devizelor argumentate conform cerinței din p.16.5 vor fi descalificate,
- 16.7. Volumele serviciilor indicate în Tabelele 16.1 – 16.4 și necesar a fi realizate de către proiectant sunt minime și prezentate din percepția și punctul de vedere al Beneficiarului, astfel încât dacă în timpul realizării proiectelor de execuție vor apărea necesități tehnice argumentate sau dolianțe din partea Beneficiarului, acestea vor fi discutate și consemnate în acorduri suplimentare cu estimarea costurilor în baza prețurilor unitare reflectate de ofertant în devizele din ofertă.

Tabelul 16.1 – Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare privind constructia unei instalatii de generare a energiei electrice PF pe lacul de acumulare a apei integrata in ciclul de productie al NHEC

Nr.	Denumirea lucrării	Argumentare	Un.mas.	Cant.	Norma de deviz	Cost
Capitolul I: Servicii preproiectare						
1	Acumulare informațiilor generale pentru identificare soluții de proiectare		obiect	1		
2	Acumulare informațiilor privind identificarea locațiilor de amplasare a obiectelor proiectate		obiect	1		
3	Identificarea traseelor LEC-10kV și măsurile PMA		obiect	1		
4	Acumulare și sistematizare informații la punctul de racordare a SE existentă		obiect	1		
Total Capitolul I, lei						
Capitolul II: Servicii topo-geodezice de proiectare						
5	Ridicarea topografică a traseelor LEC-10kV (2 LEC-10kV paralele)		1km	1,0		
6	Ridicarea topografică a teritoriului în scopul amplasării construcțiilor și instalațiilor adiacente		1ha	0,5		
Total Capitolul II, lei						
Capitolul III: Servicii de proiectare						
7	Centrala electrică fotovoltaică plutitoare amplasată pe lacul de acumulare a Hidrocentralei (2 etape)		MWp (MW)	20 (16)		
8	LEC cu tensiunea 10 kV (2 LEC-10kV paralele)		km	1,0		
9	Celule de racordare IDP 6-10 kV cu întreruptoare cu vid (integrarea 2 celule tipice în IDP existentă)		dulap	2		
10	Efectuarea calculului de scurtcircuit		retea	1		
11	Adaptare tehnică a circuitelor secundare a celulelor racordate în IDP-10 kV		conexiune	2		
12	Circuite secundare dispozitivelor de automată, recepția și emiterea semnalelor, panouri atipice		dulap	2		
13	Circuite secundare a sistemelor automatizate		sistema	2		
Total Capitolul III, lei						
Capitolul IV: Servicii de analiză tehnico-economică și perfectarea documentației de execuție						
14	Oformirea Raportului pe lucrările privind soluțiile și utilajele analizate/identificate și perfectarea documentației de execuție		obiect	1		
Total Capitolul IV, lei						
Capitolul V: Servicii de verificare a verificatorului de stat						
15	Verificarea proiectului de execuție și documentației de devize elaborate		proiect	1		
Total Capitolul V, lei						

TOTAL lei fără TVA, lei**TVA - 20%, lei****TOTAL deviz-ofertă cu TVA, lei**

Tabelul 16.2 – Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare privind construcția unui parc/instalație de generare a energiei electrice din surse eoliene integrate în ciclul de producere al NHEC

Nr.	Denumirea lucrării	Argumentare	Un.mas.	Cant.	Norma de deviz	Cost
Capitolul I: Servicii preproiectare						
1	Acumulare informațiilor generale pentru identificare soluții de proiectare		obiect	1		
2	Acumulare informațiilor privind identificarea locațiilor de amplasare a obiectelor proiectate		obiect	1		
3	Identificarea traseelor LEC-10kV și măsurile PMA		obiect	1		
4	Acumulare și sistematizare informații la punctul de racordare a SE existentă		obiect	1		
Total Capitolul I, lei						
Capitolul II: Servicii de proiectare (Satdiul: Proiect)						
5	LEC cu tensiunea 10 kV		km	1,5		
6	Celule de racordare IDP 6-10 kV cu întreruptoare cu vid		dulap	1		
7	Efectuarea calculelor de scurtcircuit		retea	1		
8	Adaptare tehnica a circuitelor secundare a celulelor racordate în IDP-10 kV		conexiune	1		
9	Circuite secundare dispozitivelor de automata, receptia și emiterea semnalelor, panouri atipice		dulap	1		
10	Circuite secundare a sistemelor automatizate		sistema	1		
Total Capitolul II, lei						
Capitolul III: Servicii de analiza tehnico-economica și perfectarea documentatiei de executie						
11	Oformarea Raportului pe lucrările privind soluțiile și utilajele analizate/identificate și perfectarea documentatiei de proiect		obiect	1		
Total Capitolul III, lei						

TOTAL lei fără TVA, lei**TVA - 20%, lei****TOTAL deviz-ofertă cu TVA, lei**

Tabelul 16.3 – Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare cu privire la construirea unei capacitati de stocare a energiei electrice din SER integrate in ciclul de productie al NHEC sunt prezentate în

Nr.	Denumirea lucrării	Argumentare	Un.mas.	Cant.	Norma de deviz	Cost
Capitolul I: Servicii preproiectare						
1	Acumulare informațiilor generale pentru identificare soluții de proiectare		obiect	1		
2	Acumulare informațiilor privind identificarea locațiilor de amplasare a obiectelor proiectate		obiect	1		
3	Identificarea traseelor LEC-10kV și măsurile PMA		obiect	1		
4	Acumulare și sistematizare informații la punctul de racordare a SE existentă		obiect	1		
Total Capitolul I, lei						
Capitolul II: Servicii topo-geodezice de proiectare						
5	Ridicarea topografică a traseelor LEC-10kV		1km	0,5		
6	Ridicarea topografică a teritoriului în scopul identificării posibilităților de instalare a 1 sau 2 WT		1ha	1,0		
Total Capitolul II, lei						
Capitolul III: Servicii de proiectare						
7	PDS cu acumulatori (BESS) pentru SE cu amplasarea separată a punctelor PRA		panou	12		
8	LEC cu tensiunea 10 kV		km	0,5		
9	Celule de racordare IDP 6-10 kV cu întreruptoare cu vid		dulap	2		
10	Efectuarea calculelor de scurtcircuit		retea	1		
11	Adaptare tehnică a circuitelor secundare a celulelor racordate în IDP-10 kV		conexiune	1		
12	Circuite secundare dispozitivelor de automată, recepția și emiterea semnalelor, panouri atipice		dulap	1		
13	Circuite secundare a sistemelor automatizate		sistema	1		
Total Capitolul III, lei						
Capitolul IV: Servicii de analiză tehnico-economică și perfectarea documentației de execuție						
14	Oformirea Raportului pe lucrările privind soluțiile și utilajele analizate/identificate și perfectarea documentației de execuție		obiect	1		
Total Capitolul IV, lei						
Capitolul V: Servicii de verificare a verificatorului de stat						
15	Verificarea proiectului de execuție și documentației de devize elaborate		proiect	1		
Total Capitolul V, lei						

TOTAL lei fără TVA, lei**TVA - 20%, lei****TOTAL deviz-ofertă cu TVA, lei**

Tabelul 16.4 - Volumele serviciilor necesar a fi executate în cadrul proiectării și estimate ca preț pentru Servicii de proiectare privind organizarea Sistemului de monitorizare, automatizare și reglare a producerii energiei electrice din toate sursele integrate în ciclul de producere al NHEC

Nr.	Denumirea lucrării	Argumentare	Un.mas.	Cant.	Norma de deviz	Cost
Capitolul I: Servicii preproiectare						
1	Acumulare informațiilor generale pentru identificare soluții de proiectare		obiect	1		
2	Acumulare și sistematizare informații la punctul de racordare a SE existentă		obiect	1		
Total Capitolul I, lei						
Capitolul II: Servicii de proiectare						
3	Organizarea dirijarea prin dispecer a obiectelor energetice integrate în NHEC		complet	4		
4	Organizarea circuitelor de telemecanica a obiectelor energetice integrate în NHEC (Telesemnălizarea)		set din max 10 semn	4		
5	Organizarea circuitelor de telemecanica a obiectelor energetice integrate în NHEC (Teledirijarea)		set din max 10 semn	4		
6	Organizarea circuitelor de telemecanica a obiectelor energetice integrate în NHEC (Telemasurarea)		set din max 10 semn	4		
7	Integrarea circuitelor de telemecanica la SE a obiectelor energetice integrate în NHEC (Telesemnălizarea)		set din max 10 semn	4		
8	Integrarea circuitelor de telemecanica la SE a obiectelor energetice integrate în NHEC (Teledirijarea)		set din max 10 semn	4		
9	Integrarea circuitelor de telemecanica la SE a obiectelor energetice integrate în NHEC (Telemasurarea)		set din max 10 semn	4		
10	Panouri complexe informative în care se sistematizează informațiile necesare de la obiectele energetice integrate în NHEC		panou	4		
11	Punct de dispecerat pt monitorizarea, măsurarea și dirijarea obiectelor energetice integrate în NHEC pt 2 locuri de muncă		loc de muncă	2		
12	Dispozitive de dirijare și acționare imediată la limitare, deconectare, conectare sau altele necesare, interconectate între obiectele energetice		dispozitiv	4		
13	Necesitatea analizei și reconstrucției sistemului antiavarie la NHEC condiționată de influența integrării surselor de energie SER și toate liniile 10-110kV racordate la SE		nod de racordare	15		
14	Revizuirea reglajelor la PRA existentă și cele proiectate, condiționate pt o funcționare corectă în cazul Automatizării funcționării concomitente a diferitor surse energetice integrate în NHEC		retea	11		
Total Capitolul II, lei						
Capitolul III: Servicii de analiza tehnico-economică și perfectarea documentației de execuție						
15	Oformarea Raportului pe lucrările privind soluțiile și utilajele analizate/identificate și perfectarea documentației de execuție		obiect	1		
Total Capitolul III, lei						
Capitolul IV: Servicii de verificare a verificatorului de stat						
16	Verificarea proiectului de execuție și documentației de devize elaborate		proiect	1		
Total Capitolul IV, lei						

TOTAL lei fără TVA, lei

TVA - 20%, lei

TOTAL deviz-ofertă cu TVA, lei

17 INFORMATII GENERALE PRIVIND COMPLEXITATEA SERVICIILOR DE PROIECTARE:

17.1. Caracteristica generala:

Centrala hidroelectrică de la Stânca-Costești este o hidrocentrală pe râul Prut, construită în dreptul localităților Stânca (Ștefănești), jud. Botoșani, România și Costești, r-nul. Râșcani, Republica Moldova.

Ca organizare pe partea Republicii Moldova, Centrala Hidroelectrică din punct de vedere electroenergetic este caracterizată de Nodul Hidroenergetic Costești Î.S. (în continuare NHEC), care este o întreprindere ce gestionează centrala hidro-electrică și obține venituri din comercializarea energiei electrice produse din surse regenerabile.

Totodată, producerea de energie electrică din exploatarea turbinei hidrocentralei electrice este o activitate intermitentă cu activități continue în perioada martie-iulie a anului și cu activități întrerupte în restul perioadei, iar în lunile noiembrie – februarie în general activitatea în 75% din timp este stopată.

Mai mult, hidroenergia la NHEC este reprezentată de o hidrocentrală cu un agregat cu puterea de 16 MW, debit instalat de 65 m³/s și cu o energie medie anuală produsă de puțin peste 54 GWh, valorile maxime de producere fiind în limitele 70 GWh. Graficul de exploatare a hidrocentralei este subordonat graficului celorlalte folosințe, furnizând energie în principal în perioada de vârf a graficului de sarcină.

Având un potențial de racordare (16MW) cu Sistemul Electroenergetic Național (în continuare SEN) care ar permite injectarea în rețea peste 140 GWh anual, această oportunitate nu este pe deplin valorificată de NHEC.

17.2. Caracteristica hidrografică și potențialul acvatic:

Suprafața bazinului hidrografic a râului Prut în secțiunea Stânca-Costești este de cca 12.000 km², iar debitul mediu multianual este de 81 m³/s. Valorile debitelor maxime sunt de 4.700 m³/sec la asigurarea de 0.1% de 2.940 m³/s la asigurarea de 1%. Debitul minim observat este de 2,5 m³/s.

Totodată, cu o capacitate de 1,4 miliarde de metri cubi de apă, lacul de acumulare de la Stânca-Costești ocupă o suprafață de 6.000 de hectare, la nivel normal de retenție, însă poate ajunge și la 9.000 de hectare, în situația în care coeficientul de umplere este maxim.

Ca construcție hidrografică, barajul de la Stânca-Costești, ridicat pe râul Prut, are o înălțime de 43 de metri și o lungime a coronamentului de 300 de metri și se află în administrarea comună a României și a Republicii Moldova, toate deciziile fiind luate de reprezentanții celor două părți, inclusiv câtă apă este eliberată în lacul de acumulare sau câtă trebuie pompată în cele două hidrocentrale.

Astfel, pentru asigurarea continuității scurgerii aval de baraj și menținerea unor condiții favorabile de desfășurare a vieții acvatice în aval de barajul Stânca-Costești a fost evaluat, ca fiind necesar, un debit sanitar de cca. 5 m³/s, câte 2,5 m³/s pentru fiecare parte.

În perioada actuală de exploatare a amenajării Stânca-Costești, valoarea debitului minim necesar a fi evacuat în albia râului Prut aval de baraj pentru asigurarea nivelului minim de funcționare a prizelor de alimentare cu apă a folosințelor s-a convenit să fie de cca. 30 m³/s.

17.3. Capacitățile electrotehnice de producere și racordare:

Conform condițiilor de racordare a NHEC la SEN, capacitatea disponibilă și utilizată de Operatorul de Sistem de Transport Î.S. "Moldelectrica" (în continuare OST) în calculele de modelare a regimurilor de funcționare a sistemului, este de 16MW. Energia electrică este produsă de un hidrogenerator sincron, fabricat în uzina УРАЛЕЛЕКТРОТЯЖМАШ din Ural, care a fost construit pentru a genera cca. 16 MW/h la debitul maxim de 65 m³/sec, cu următoarele caracteristici tehnice de bază:

- puterea nominal $S_n = 17\,800$ kVA;
- tensiunea nominală $U_n = 10,5$ kV;
- numărul de faze $n = 3$;
- frecvența industrială $f = 50$ Hz;
- turațiile 187,5 tr/min.

Se poate constata că din punct de vedere a puterii disponibile de racordare (140,16GWh anual echivalentul a 16MW putere instalată conform documentației de racordare și delimitare cu OST), NHEC utilizează acest potențial în proporție de doar 40%, restul capacității disponibile fiind disponibilă pentru valorificare prin montarea unor surse generatoare suplimentare din SER.

În acest sens, în scopul diminuării costurilor investiționale, proiectarea surselor generatoare suplimentare din SER integrate în ciclul de producere a NHEC trebuie efectuată reieșind din posibilitatea maximă de utilizare a infrastructurii electroenergetice existente a NHEC.

NHEC pe segmentul părții electrotehnice se caracterizează prin racordarea hidrogeneratorului cu $P_{nom}=16$ MW la RET-

Î.S. "Nodul Hidroenergetic Costești" NHEC , MD-5617, Republica Moldova, or.Costești

Caiect de sarcini NHEC Nr. 0001 din 01.11.2025

110kV prin intermediul unui transformator de putere 1T cu $S_{nom}=25\text{MVA}$.

Mai mult în cadrul Stației electrice NHEC există un transformator de putere 2T cu $S_{nom}=6,3\text{MVA}$ utilizat exclusiv pentru alimentarea serviciilor interne a centralei, astfel acest eventual potențial de putere nu va fi examinat în calculele de fezabilitate privind majorarea capacității de producere a energiei electrice și injectarea nemijlocită a ei în rețeaua de transport.

Nodul electric se compune din 4 linii de transport 110kV (Stâncă – RO, Văratice, Glodeni și Cubani 110kV - MD) toate fiind racordate și consolidate într-o instalație de distribuție de tip exterior 110kV (în continuare IDE-100kV) cu schema dublu sistem de bare și bara de ocolire.

Având în vedere lipsa de capacitate de racordare în rețeaua de transport (la moment nu există capacitate de majorare a puterii de racordare din partea NHEC în RET-110kV), astfel proiectarea surselor generatoare suplimentare din SER integrate în ciclul de producere a NHEC trebuie să fie axate pe posibilitățile și capacitățile existente reglementate de puterea maximă de racordare cu OST de 16MW – putere instalată maxim posibil a fi injectată în rețea.