STUDIU DE FEZABILITATE

Elaborat conform HG907/2016, cu
modificarile si completarile ulterioare

Program de finanțare: Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice, cu finanțare din Fondul pentru modernizare



FOAIE DE CAPAT

Denumirea obiectivului de investitii:	**„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”**
Faza proiect:	**Studiu de fezabilitate Nr. 15/14.09.2026**
Solicitantul:	**OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.** **Reprezentant legal: Mîndrican Aurel**
Studiu de fezabilitate realizat de:	**High Innovative Mind Energy SRL** **Reprezentant legal: HARPA Iulian**
Raport întocmit de personal autorizat ANRE – Proiectare instalatii electrice	**Ing. Gherghinciu Alexandru - Gabriel** **Ing. Craciun Mihaela**
Documentatie necesara in vederea obtinerii de finantare nerambursabila prin programul Fondul pentru Modernizare: Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice, cu finanțare din Fondul pentru modernizare.	
Nr. Contract:	**C16/17.06.2026**

NOTA :
Această documentație este proprietatea **High Innovative Mind Energy SRL** și poate fi folosită în exclusivitate pentru scopul în care este în mod specific furnizată conform prevederilor contractuale. Ea nu poate fi reprodusă, copiată, împrumutată, întrebuințată total, direct sau indirect în alt scop fără permisiunea prealabilă a societății **High Innovative Mind Energy SRL** acordată în scris.

CUPRINS

PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții 5

1.1. Denumirea obiectivului de investiții 5

1.2. Ordonator principal de credite/investitor 5

1.3. Solicitantul investiției 5

1.4. Elaboratorul studiului de fezabilitate 6

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții 7

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză 7

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare 7

2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor 13

2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, in scopul justificarii necesitatii obiectivului de investitii 16

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei publice 24

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții 26

3.1. Particularităţi ale amplasamentului 26

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic 40

3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor 106

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției 108

4. Analiza fiecarui/fiecarei scenariu/optiuni tehnico-economic(e) propus(e) 109

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință 109

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția 109

4.3. Situația utilităților și analiza de consum 118

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții 119

4.6. Analiza financiara 133

4.8 Analiza de senzitivitate 152

4.9 Evaluarea riscurilor 160

5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă) 162

5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor 162

5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) 164

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind: 166

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții: 169

Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general; 169

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice 171

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite. 174

6. Urbanism, acorduri și avize conforme 175

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire 175

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 175

6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică 175

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților 175

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară 175

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice 175

7. Implementarea investiției 176

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției 176

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare 176

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare 176

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale 176

8. Concluzii și recomandări 177

ANEXE

Anexa 1 - Determinare deficit de finantare
Anexa 2 - Determinare OPEX
Anexa 3 - Determinare venituri arbitraj
Anexa 4 - Determinare venituri echilibrare
Anexa 5 - Scenariul factual
Anexa 6 - Scenariul factual cu finantare
Anexa 7 - Analiza economica
Anexa 8 - Deviz general scenariul A
Anexa 9 - Deviz general scenariul B
Anexa 10 - Devize obiect
Anexa 11 - Plan de incadrare in zona
Anexa 12 - Plan de situatie

Anexa 13 - Schema integrare in sistem
Anexa 14 - Extras CF
Anexa 15 – Autorizatia de construire
Anexa 16 - Clasarea notificarii emisa de Agentia pentru protectia mediului Dolj cu nr. 4451 din 31.07.2024.
Anexa 17 - Studiu de solutie
Anexa 18 – Studiu pedologic
Anexa 19 – Autorizatii ANRE

PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Prezenta documentație identificată prin denumirea **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** are ca obiectiv prezentarea aspectelor de natură tehnico-economică în vederea realizării unei capacitati de stocare de **609.55 MWh**, cu o putere instalata **150.78 MW** în județul Dolj, comuna Isalnita.

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L. este o companie constituită și înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului sub nr. J2023008715237, având codul unic de înregistrare (CUI) 49341590 și având calitatea de investitor în ceea ce privește proiectul de față. Compania are sediul social în Municipiul București, Sectorul 2, Str. Pipera nr. 46D-46E-48, Etaj 4.

1.3. Solicitantul investiției

Solicitantul investitiei este **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.** este o societate comercială care își desfășoară activitatea în domeniul energiei și urmărește dezvoltarea unor soluții moderne și eficiente pentru producerea, utilizarea și gestionarea energiei electrice. În contextul creșterii necesarului de flexibilitate și eficiență energetică, compania își propune realizarea unei investiții în dezvoltarea unei instalații autonome (stand-alone) de stocare a energiei

electrice în baterii, în vederea creșterii capacității de stocare și a valorificării eficiente a energiei electrice. Investiția propusă se înscrie în direcția de dezvoltare durabilă a companiei și contribuie la consolidarea infrastructurii energetice, la creșterea flexibilității în gestionarea energiei electrice și la susținerea tranziției către un sistem energetic mai eficient și mai sustenabil. În acest sens, OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L. intenționează să depună spre finanțare proiectul în cadrul apelului „Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice", finanțat din Fondul pentru Modernizare, investiția urmând să fie fundamentată în conformitate cu obiectivele și condițiile de eligibilitate prevăzute în cadrul programului de finanțare în prezentul Studiu de fezabilitate și în cadrul cererii de finanțare.

1.4. Elaboratorul studiului de fezabilitate

High Innovative Mind Energy SRL cu sediul in Bucuresti, Sector 1, Piata Montreal, Nr. 10, CUI 46793796.

High Innovative Mind Energy SRL este o societate specializată în domeniul energiei regenerabile și al soluțiilor energetice moderne, cu experiență în dezvoltarea și elaborarea documentațiilor tehnico-economice aferente proiectelor de investiții în infrastructura energetică. În calitate de elaborator al prezentului Studiu de Fezabilitate, **High Innovative Mind Energy SRL** asigură fundamentarea tehnică și economică a investiției propuse de **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.**, prin analiza soluțiilor tehnice aplicabile, dimensionarea instalației de stocare a energiei electrice, evaluarea necesarului și a parametrilor tehnici ai sistemului, precum și estimarea costurilor de realizare și exploatare a investiției. Elaborarea documentației are la bază cerințele tehnice și economice aplicabile, precum și condițiile și obiectivele specifice apelului „Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice", finanțat din **Fondul pentru Modernizare**. Prin competențele tehnice și experiența în domeniul soluțiilor fotovoltaice și al sistemelor de stocare a energiei electrice, **High Innovative Mind Energy SRL** contribuie la identificarea unei soluții tehnice fezabile, eficiente și adaptate obiectivelor investiției, astfel încât proiectul să poată fi implementat în condiții optime din punct de vedere tehnic, economic și funcțional.

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

Anterior prezentului studiu de fezabilitate nu a fost necesară întocmirea unui studiu de prefezabilitate.

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

Societatea **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.** dorește să obțină finanțare din fondurile alocate României prin Fondul de Modernizare - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei - Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice, cu finanțare din Fondul pentru modernizare.

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare și se derulează conform prevederilor Regulamentului Comisiei Europene de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care finanțează investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre, cu modificările și completările ulterioare.

În România, Fondul pentru modernizare este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel

european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Finanţarea proiectelor în cadrul acestui apel de proiecte, conform prevederilor Secțiunii 4.1 Scheme de ajutoare pentru accelerarea utilizării pe scară largă a energiei din surse regenerabile din Comunicarea Comisiei - Cadrul pentru măsuri de ajutor de stat de sprijinire a Pactului pentru o industrie curată (Cadrul privind ajutoarele de stat in contextul Pactului pentru o industrie curată) (C/2025/3602) (denumit în continuare CISAF), este de tip nerambursabil şi constă în prefinanţarea şi rambursarea cheltuielilor eligibile efectuate pentru realizarea proiectului, la valoarea şi în condiţiile stabilite prin contractul de finanţare.

Prin acordarea finanțării se urmărește:

a) încurajarea realizării investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice pentru îmbunătățirea funcționării eficiente a SEN;

b) dezvoltarea instalațiilor autonome de stocare în baterii a energiei electrice, capabile să funcționeze independent/autonom, care aduc multiple beneficii strategice SEN, astfel:

- Gestionarea intermitenței surselor de energie regenerabile și asigurarea unei furnizări constante de energie electrică. Instalațiile de stocare participă la piețele energiei electrice în special îndeplinind o funcție de aplatisare a curbei prețurilor prin absorția și stocarea energiei electrice atunci când producția este mare și cererea redusă, creșterea cererii conducând la creșterea prețurilor, urmată de injectarea înapoi în rețea a energiei stocate atunci când cererea este crescută și producția insuficientă, creșterea ofertei (a producției), conducând la o scădere a prețurilor de pe piață – piața de arbitraj;

- Stabilizarea SEN – stocarea autonomă (stand-alone) ajută la menținerea echilibrului dintre producție și consum, prevenind fluctuațiile de frecvență și tensiune care pot afecta siguranța rețelei. Aceasta acționează ca un tampon energetic, absorbind excesul de energie atunci când producția este ridicată și eliberându-l în momentele de cerere crescută. De asemenea, stocarea stand-alone participă la Piața Serviciilor de Sistem și la Piața de Echilibrare prin furnizarea serviciilor de sistem pentru reglajul frecvenței, pentru menținerea nivelului de siguranță în

funcționare a sistemului electroenergetic și a calității energiei transportate la parametrii ceruți de normele în vigoare;

▪ Reducerea presiunii asupra infrastructurii existente – prin gestionarea eficientă a fluxurilor de energie, instalațiile de stocare autonome (stand-alone) reduc supraîncărcarea liniilor de transport și distribuție, diminuând riscul de congestii; astfel se permite o utilizare optimă a infrastructurii existente;

▪ Creșterea utilizării eficiente a resurselor regenerabile – chiar dacă sursele regenerabilele reduc utilizarea în timpul zilei a centralelor care folosesc combustibili fosili, acestea trebuie adesea repornite rapid, când producția de energie regenerabilă (spre exemplu, solară sau eoliană) scade și consumul rămâne ridicat. Stocarea autonomă (stand-alone) poate prelua acest rol, furnizând energia necesară în aceste intervale și prevenind astfel pornirea centralelor convenționale, ceea ce reduce emisiile și optimizează costurile sistemului energetic. Energia stocată poate înlocui funcționarea centralelor care utilizează combustibili fosili în momente de vârf de consum, reducând emisiile și costurile asociate acestora. În acest fel, stocarea stand-alone sprijină obiectivele de decarbonizare și tranziția către un sistem energetic mai curat;

▪ Îmbunătățirea siguranței aprovizionării cu energie – prin disponibilitatea unei surse de energie imediat accesibile, sistemul energetic devine mai rezilient la variațiile cererii și producției. Stocarea autonomă (stand-alone) contribuie astfel la reducerea riscului de întreruperi și la menținerea unei alimentări fiabile pentru consumatori;

▪ Accelerarea tranziției către o infrastructură modernă – investițiile în instalații de stocare autonomă (stand-alone) încurajează dezvoltarea tehnologică și creează oportunități economice, generând locuri de muncă și stimulând inovația în sectorul energetic.

În scopul dezvoltării capacităților de stocare se preconizează punerea în funcțiune a unei capacități totale de stocare a energiei electrice de 1.200 MW sau 2.400 MWh până în anul 2030 și de 2.000 MW până în anul 2035 și la atingerea obiectivelor climatice și tranziția către o economie verde prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a poluării, obiective asumate de România în cadrul PNIESC, în cadrul Pactului verde european și în cadrul angajamentelor Uniunii Europene

de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale Organizației Națiunilor Unite (ONU).

Conform obiectivelor asumate atat de Romania cat si de Uniunea Europeana, prin diverse programe de dezvoltare (Fondul pentru Modernizare, Planul National de Redresare si Rezilienta) proiectul propus va avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

a) creșterea capacității de stocare a energiei electrice, prin înmagazinarea surplusului de energie produsă în perioadele de gol de sarcină;

b) creșterea adecvanței și flexibilității SEN prin utilizarea de noi instalații de stocare a energiei electrice, având în vedere capacitatea bateriilor de a participa la furnizarea serviciilor de sistem pentru reglajul frecvenței (servicii de echilibrare) și anume: rezerva de restabilire a frecvenței cu cele două forme ale sale, rezerva de restabilire cu activare automată și rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală, precum și rezerva de înlocuire;

c) creșterea gradului de integrare în SEN a surselor regenerabile de energie și, pe cale de consecință, creșterea ponderii energiei electrice regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca efect rezultant al investițiilor în instalații de stocare a energiei electrice;

d) integrarea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuie la atingerea obiectivelor Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii Europene de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;

e) decongestionarea SEN prin utilizarea de noi instalații de stocare a energiei electrice; o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor și resurselor de energie electrică, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;

f) atingerea implicită a obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie electrică din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, cu modificările și completările ulterioare;

g) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;

h) implementarea programelor cheie stabilite în OUG nr. 60/2022;

i) atingerea obiectivelor din PNIESC privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;

j) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii Europene între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii Europene, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată.

Obiectivele la nivel național conținute în PNIESC-ul actualizat sunt:

- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 78% până în 2030, comparativ cu 2005;
- Consum de energie din surse regenerabile de 36,2% în 2030;
- Îmbunătățirea eficienței energetice cu 45% (energie primară) în 2030 comparativ cu 2007.

Uniunea Europeană s-a angajat să conducă tranziția energetică la nivel global, prin îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice, care vizează furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană.

Amenințarea existențială pe care o prezintă schimbările climatice impune un nivel de ambiție mai mare și o intensificare a acțiunilor climatice ale Uniunii și ale statelor membre. Uniunea și-a asumat angajamentul de a-și intensifica eforturile de combatere a schimbărilor climatice și de a asigura punerea în aplicare a Acordului de la Paris adoptat în temeiul Convenției-cadru a Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice (denumit în continuare „Acordul de la Paris”), ghidându-se după principiile sale și bazându-se pe cele mai bune cunoștințe științifice disponibile, în contextul obiectivului pe termen lung privind temperatura stabilit în Acordul de la Paris.

Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

Suplimentar, în cea de-a doua jumătate a anului 2021 a fost lansat pachetul de propuneri legislative intitulat Fit for 55, prin care Uniunea Europeană propune creșterea țintei privind lupta împotriva schimbărilor climatice.

Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de CO2 pentru sectoarele transport și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO2 echivalent de la 40% la 61% până la finalul anului 2030, referința fiind stabilită la nivelul anului 2005.

În ceea ce privește ponderea energiei produse din surse regenerabile în mixul total de energie, Fit for 55 crește ținta de la 32% la peste 40% până în anul 2030.

În acord cu ultimele actualizari ale obiectivelor si planurilor UE a fost votat planul - „Pregătiți pentru 55" care se referă la obiectivul UE de a reduce emisiile nete de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% până în 2030. Pachetul propus vizează alinierea legislației UE la obiectivul pentru 2030.

Stabilirea unui obiectiv pe termen lung este esențială pentru a contribui la transformarea economică și societală, pentru crearea de locuri de muncă de înaltă calitate, pentru creșterea economică durabilă și pentru îndeplinirea obiectivelor de dezvoltare durabilă ale Organizației Națiunilor Unite, precum și pentru îndeplinirea într-un mod just, echilibrat din punct de vedere social, echitabil și eficient din punctul de vedere al costurilor, a obiectivului pe termen lung privind temperatura prevăzut în Acordul de la Paris.

Uniunea ar trebui să urmărească obiectivul ca, până în 2050, pe plan intern în cadrul Uniunii, să se obțină un echilibru între emisiile antropice de către surse și absorbțiile de gaze cu efect de seră de către absorbanți la nivelul întregii economii și, după caz, să se ajungă la emisii negative după această dată. Obiectivul respectiv ar trebui să includă emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră de la nivelul Uniunii reglementate în dreptul Uniunii.

Elemente care stau la baza elaborării proiectului, în conformitate cu legislația în vigoare, considerând:

- Reglementările și prescripțiile de proiectare aplicabile în domeniu;
- Tehnologia de execuție uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute în vedere;
- Documentațiile tehnice pentru echipamentele considerate.

Proiectul de investiții reprezintă un pas important în atingerea obiectivul general mai sus menționat în linie cu măsura – Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice, cu finanțare din Fondul pentru modernizare, proiect care se poate extinde la nivelul unui număr important de societati, respectiv regii autonome asa cum sunt definite in ghidul solicitantului.

Stocarea energiei are un rol important in facilitarea decarbonizarii complete a sistemului energetic pana in 2050, asa cum este vizat de Pactul Verde European.

Proiectul de fata vine in sprijinirea tranzitiei sistemului energetic la multe niveluri diferite: permitand integrarea proiectelor de energie regenerabilă in retea, contribuind la securitatea aprovizionarii, flexibilitatea retelei si dezvoltarea sectorului energetic, precum si furnizarea mai multor servicii catre retea, cum ar fi controlul frecventei si tensiunii, reducerea varfurilor, gestionarea congestiilor si serviciile de echilibrarea (peak-shaving).

2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor

Societatea **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.** doreste să instaleze o capacitate de stocare a energiei electrice pe terenul identificat prin Cartea Funciară nr. 30742 Isalnita, judetul Dolj.

Terenul se află la dispoziția și în folosința solicitantului, **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.**, care deține dreptul de proprietate asupra acestuia, în cotă de 1/1, dobândit prin convenție, în baza **Contractului de vânzare autentificat sub nr. 1595 din data de 05.12.2025**.

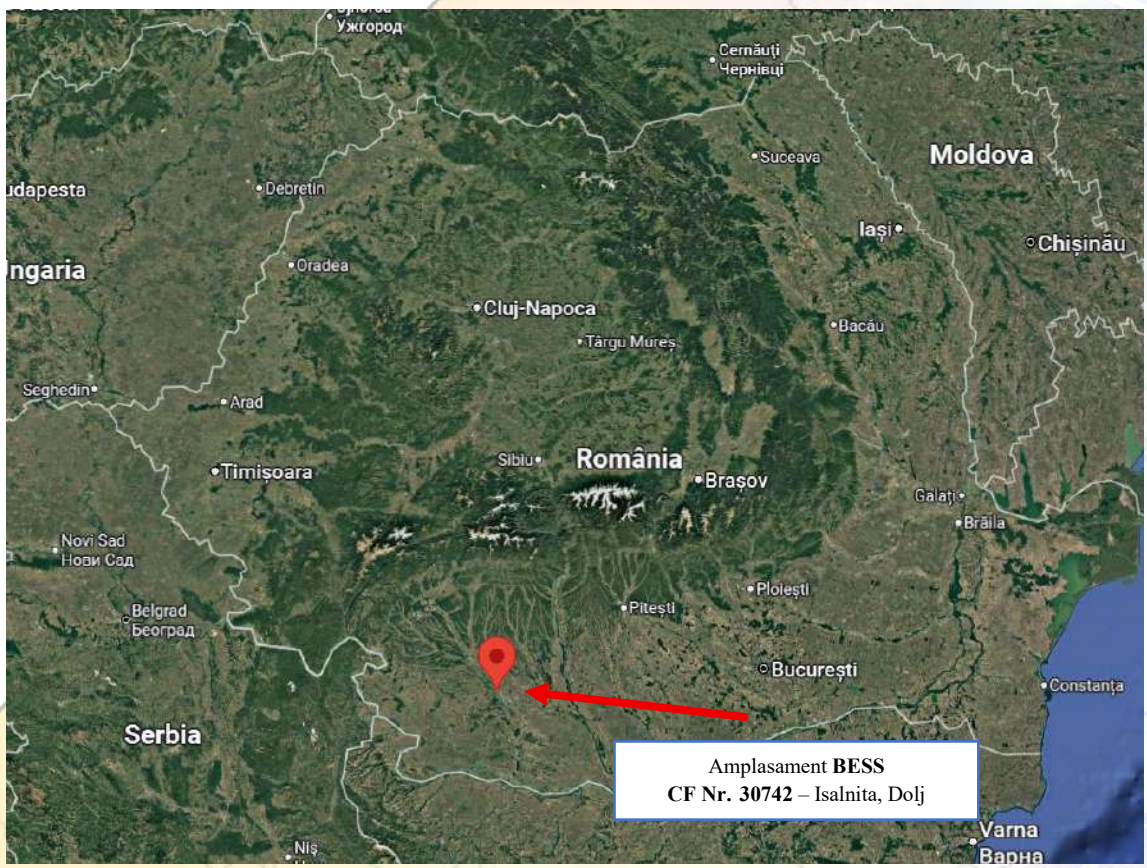
Prin urmare, solicitantul deține asupra terenului **drept de proprietate integral (cotă 1/1)**, acesta aflându-se în proprietatea și, implicit, la dispoziția solicitantului pentru realizarea proiectului.

Suprafata terenului pe care se doreste implementarea unitatilor de stocare a energiei electrie este de 23,800 mp. Concret, pentru amplasarea containerelor de stocare se va utiliza o suprafata de maxim 8.253 mp.

Tabel 1 – Suprafata tereneului

IDENTIFICARE (EXTRAS CF/PARCELA)	SUPRAFATA (mp)
CF 30742	23,800
TOTAL	23,800
Din care suprafata alocata pentru proiect	***aprox. 8.253***

(a)



(b)



Fig. 1 – Localizarea amplasamentului: (a) localizare generală – Google Maps, (b) extras din planul de încadrare în zonă

2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, in scopul justificarii necesitatii obiectivului de investitii

Acest proiect se înscrie în lista celor care intenționează să obțină finanţare din fondurile alocate României prin Fondul de Modernizare – Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei - Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea instalațiilor autonome (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice, cu finanțare din Fondul pentru modernizare, în vederea susținerii unei economii cu emisii scăzute de carbon și atingerii obiectivelor generale asumate de România.

O definiție concretă a surselor regenerabile de energie este destul de dificil de redat, însă acestea pot fi privite ca un tip de resurse care se refac în mod natural, care nu sunt epuizabile odată cu utilizarea sau consumul datorită acestei reaprovizionări naturale continue. Acestea sunt considerate deosebit de importante pentru potențialul lor de a înlocui resursele neregenerabile, sau finite, în producția de energie.

În ultimii 30 de ani, utilizarea la nivel mondial a energiei provenite din sursele regenerabile a crescut exponential. Majoritatea surselor de energie regenerabilă, deși esențiale pentru decarbonizarea sistemelor noastre de curent electric, sunt, prin natura lor, intermitente. Uneori, în perioade cu soare sau vânt abundent, cantitatea produsă este mai mare decât cererea. La fel, dacă, spre exemplu, intensitatea vântului scade sau matricea fotovoltaică (FV) este umbrită de nori, cantitatea de energie produsă nu acoperă cererea.

Stocarea energiei înseamnă amânarea utilizării finale a energiei electrice pentru un moment ulterior momentului generării, sau transformarea energiei electrice într-o formă de energie care poate fi stocată, stocarea energiei respective și reconversia ulterioară a energiei respective în energie electrică.

Prin adaugarea **sistemelor de stocare a energiei in baterii (BESS)** la sistemul national de transport si distributie acestea pot realiza servicii de echilibrare a retelei si de gestionarea a congestiilor prin neteziarea curbei de sarcina zilnica din Romania. Utilizarea BESS asigură cea mai eficientă exploatare a surselor de energie regenerabilă și folosirea minimă a centralelor pe combustibili fosili, mult mai costisitoare și mai poluante. Prin echilibrarea cererii și ofertei de

energie, sistemele BESS îmbunătățesc semnificativ eficiența surselor regenerabile și permit exploatarea maximă a energiei regenerabile în rețeaua națională de curent electric.

Conform International Energy Agency producția de energie din surse regenerabile a crescut semnificativ in ultimii 10 ani justificand necesitatea stocarii in perioadele cand exista surplus de energie.

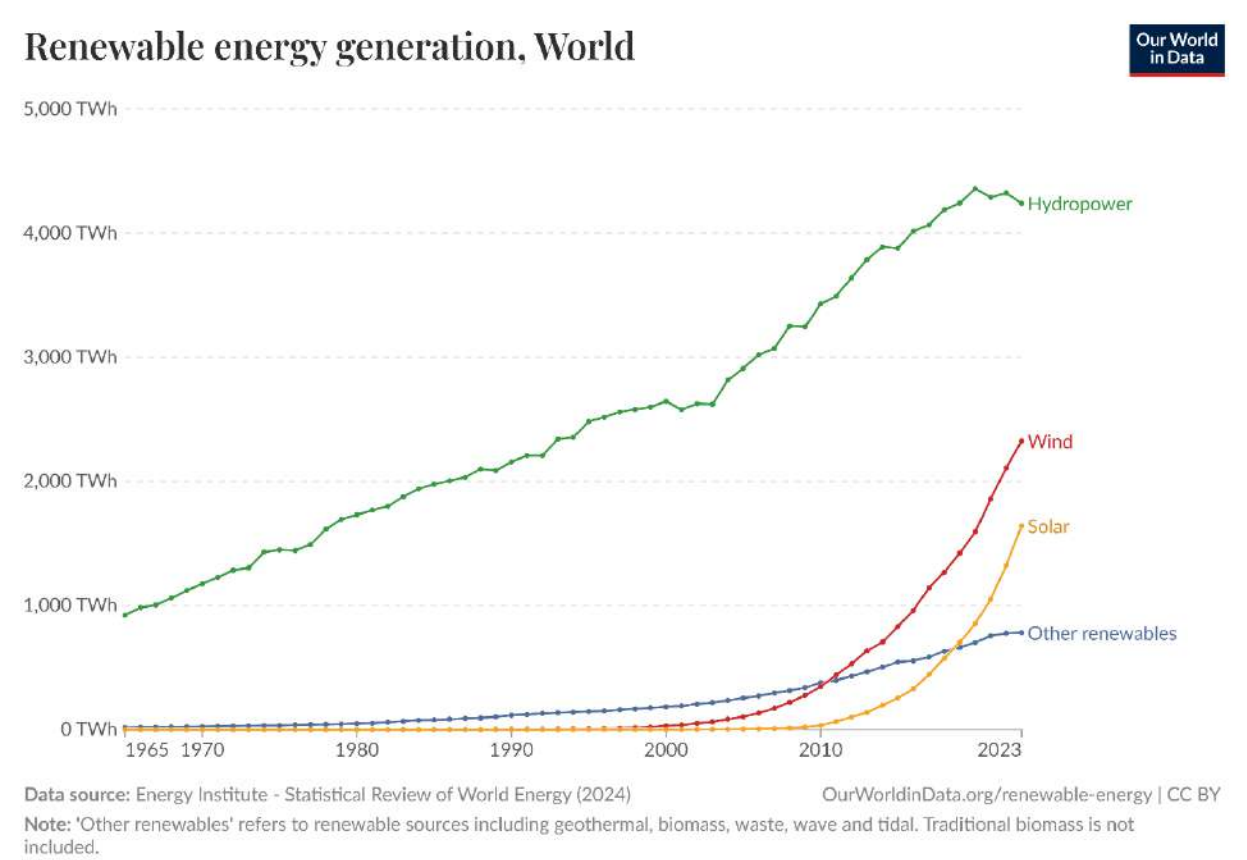


Fig. 2 – Cantitatea de energie electrica generata din surse regenerabile

Pentru a atinge scenariul Net Zero, capacitatea instalată de stocare a bateriilor la scară de rețea trebuie sa creasca de 35 de ori între 2022 și 2030, ajungând la aproape 970 GW. Numai în 2030 se adaugă aproximativ 170 GW de capacitate, față de 11 GW în 2022, până la o medie de aproape 120 GW pe an în perioada 2023-2030. În vederea utilizării potențialului disponibil pentru dezvoltarea surselor regenerabile, este necesar ca sistemul energetic național să fie modernizat

pentru a putea prelua variațiile de injecție de putere generate de sursele fotovoltaice, cu sisteme de echilibrare și stocare dimensionate corespunzător.

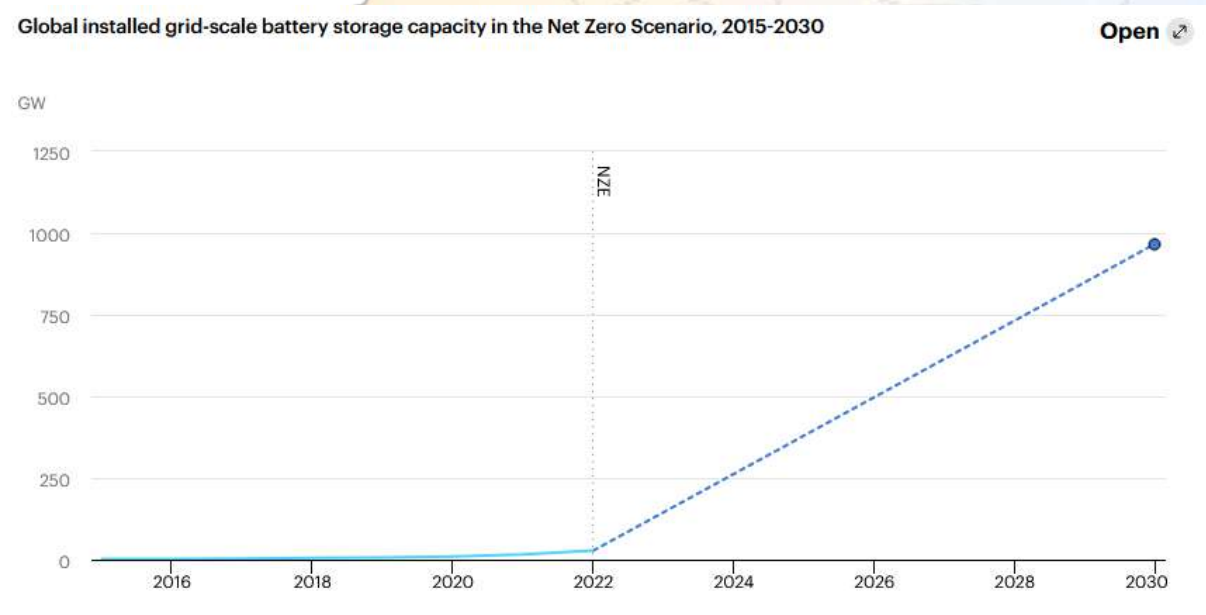


Fig. 3 – Prognoza – Capacitatea de stocare a energiei electrice instalata in UE

Activităţile desfăşurate în sectorul energiei electrice pot fi împărţite în patru mari categorii, fiecare dintre acestea reprezentând o piaţă distinctă şi putând avea mai multe segmente.

Acestea sunt:

- piaţa producerii şi comercializării de energie electrică;
- piaţa distribuţiei de energie electrică;
- piaţa transportului de energie electrică;
- piata stocarii de energie electrica;
- piaţa furnizării de energie electrică;
- piaţa serviciilor tehnologice de sistem

Pentru evoluția sectorului energetic, statele membre UE și implicit România, se axează pe dezvoltarea atat capacităților de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, pe tot lanțul producție-consum menționat anterior, cat si pe capacitatile de stocare fie ca elemente principale de producție, fie ca auxiliare care să susțină un consum intern.

În linie cu această tendință de creștere accelerată a producției de energie electrică din surse regenerabile, obiectivul principal al proiectului de față îl consituie construirea unei capacitati noi de stocare a energiei pentru preluarea energiei generate din sursa regenerabila si valorificarea ulterioara a acesteia prin injectarea in SEN la varf de sarcina.

Obiectivul de investiții **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare" urmărește realizarea unei instalații autonome (stand-alone) de stocare a energiei electrice**, destinată acumulării și livrării ulterioare a energiei electrice în Sistemul Energetic Național (SEN). Investiția răspunde necesității tot mai accentuate de flexibilizare a sistemului energetic și de dezvoltare a unor capacități de stocare capabile să contribuie la echilibrarea producției și consumului de energie electrică.

Contextul evoluției cererii de energie electrică și al serviciilor de flexibilitate

Sectorul energetic se află într-un proces accelerat de transformare, determinat de creșterea ponderii surselor regenerabile de energie, de electrificarea progresivă a unor sectoare ale economiei și de necesitatea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. Dezvoltarea capacităților de producere a energiei din surse regenerabile, în special a instalațiilor fotovoltaice și eoliene, conduce la creșterea variabilității producției de energie electrică și, implicit, la necesitatea unor capacități suplimentare de flexibilitate.

În acest context, energia electrică stocată în sisteme BESS poate fi utilizată ulterior în funcție de necesitățile sistemului, contribuind la diminuarea dezechilibrelor dintre producție și consum și la gestionarea variațiilor rapide ale puterii disponibile. Spre deosebire de capacitățile de producție convenționale, un sistem BESS stand-alone poate răspunde rapid la modificările condițiilor din sistem, prin încărcarea sau descărcarea bateriilor într-un interval scurt de timp.

Prin urmare, cererea relevantă pentru investiția analizată nu trebuie raportată exclusiv la consumul final de energie electrică, ci și la **cererea de servicii de flexibilitate, echilibrare și stocare a energiei**, necesare funcționării în condiții de siguranță și eficiență a SEN.

Necesitatea dezvoltării capacităților de stocare

Creșterea capacităților instalate de producere a energiei din surse regenerabile conduce la apariția unor intervale în care producția disponibilă poate depăși consumul instantaneu și, invers, a unor perioade în care producția regenerabilă este redusă sau indisponibilă.

În cazul energiei fotovoltaice, producția este concentrată în principal în intervalul diurn, în timp ce o parte importantă a cererii de energie electrică se manifestă în intervalele în care producția fotovoltaică este în scădere sau indisponibilă. Această necorelare temporală între producție și consum generează o nevoie suplimentară de flexibilitate.

Sistemele BESS reprezintă una dintre soluțiile tehnologice prin care această necorelare poate fi gestionată. Energia electrică poate fi absorbită în perioadele în care există disponibilitate și poate fi restituită în perioadele în care aceasta este necesară. În cazul unei instalații **stand-alone**, sistemul de stocare funcționează independent de o sursă de producere a energiei regenerabile amplasată în aceeași instalație, putând fi exploatat în funcție de necesitățile și condițiile existente în SEN.

Astfel, investiția propusă prin proiect contribuie la dezvoltarea infrastructurii necesare pentru integrarea unui volum tot mai mare de energie electrică și pentru asigurarea flexibilității necesare într-un sistem energetic aflat în transformare.

Analiza cererii pentru serviciile furnizate de instalația BESS

Cererea pentru serviciile asociate sistemelor de stocare este determinată de mai mulți factori, printre care:

- creșterea capacităților de producere a energiei electrice din surse regenerabile;
- variațiile intrazilnice ale producției de energie electrică;
- necesitatea echilibrării producției și consumului;
- necesitatea gestionării congestiilor și a fluxurilor de putere;
- creșterea necesarului de servicii de flexibilitate;
- necesitatea menținerii parametrilor de funcționare ai SEN în limitele admise;
- dezvoltarea procesului de electrificare a consumului final;
- creșterea numărului de instalații descentralizate de producere și consum;
- necesitatea utilizării eficiente a infrastructurii existente de transport și distribuție a energiei electrice.

În acest context, o instalație BESS stand-alone poate participa, în funcție de configurația tehnică, reglementările aplicabile și condițiile de racordare, la diferite mecanisme de valorificare a energiei stocate și de furnizare a flexibilității sistemului.

Capacitatea de a **absorbi și restitui energie electrică la momente diferite** reprezintă principalul avantaj funcțional al obiectivului de investiții. Această caracteristică permite decuplarea temporală dintre momentul în care energia electrică este preluată din rețea și momentul în care aceasta este livrată ulterior, ceea ce crește flexibilitatea operațională a sistemului energetic.

Evoluția estimată a cererii pe termen mediu

Pe termen mediu, se estimează o creștere a necesarului de capacități de stocare și flexibilitate în România, ca urmare a dezvoltării accelerate a capacităților regenerabile și a modernizării infrastructurii energetice.

În perioada următoare, dezvoltarea proiectelor fotovoltaice și eoliene va conduce la creșterea cantității de energie electrică produsă variabil. În lipsa unor capacități suficiente de stocare și flexibilitate, această evoluție poate conduce la apariția unor perioade cu surplus de producție, la limitarea producției disponibile și la creșterea necesarului de echilibrare a sistemului.

Instalațiile BESS pot prelua o parte din această energie în perioadele caracterizate de disponibilitate ridicată și o pot restitui în perioadele caracterizate de cerere crescută sau disponibilitate redusă a surselor regenerabile.

Prin urmare, pe termen mediu, se estimează o **creștere susținută a cererii pentru capacități de stocare**, atât pentru integrarea surselor regenerabile, cât și pentru asigurarea serviciilor de flexibilitate și echilibrare.

Investiția analizată se încadrează în această tendință, prin dezvoltarea unei capacități BESS autonome care poate contribui la creșterea capacității de stocare disponibile în SEN.

Prognoza pe termen lung privind cererea

Pe termen lung, necesitatea capacităților de stocare este estimată să crească pe fondul tranziției către un sistem energetic caracterizat printr-o pondere tot mai mare a surselor regenerabile și printr-o flexibilitate sporită a consumului.

Electrificarea transporturilor, dezvoltarea pompelor de căldură, extinderea consumului electric în industrie și dezvoltarea producției descentralizate vor conduce la modificarea profilului de consum și la apariția unor noi cerințe privind flexibilitatea sistemului.

În paralel, creșterea capacităților fotovoltaice și eoliene va determina o creștere a diferențelor dintre producția disponibilă și cererea instantanee. În aceste condiții, stocarea energiei va deveni un element important al infrastructurii energetice, alături de rețelele de transport și distribuție, sursele de producție și mecanismele de management al consumului.

Pe termen lung, sistemele BESS pot deveni componente esențiale pentru:

- integrarea unui volum crescut de energie regenerabilă;
- reducerea dezechilibrelor dintre producție și consum;
- asigurarea flexibilității sistemului;
- gestionarea variațiilor rapide ale producției și consumului;
- optimizarea utilizării infrastructurii energetice;
- creșterea rezilienței și a siguranței în funcționare a SEN;
- facilitarea tranziției către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon.

Astfel, investiția propusă prezintă relevanță nu numai pentru necesitățile actuale ale pieței de energie electrică, ci și pentru evoluția anticipată a acesteia pe întreaga perioadă de exploatare a activului.

Justificarea necesității obiectivului de investiții

Necesitatea realizării obiectivului **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** rezultă din necesitatea dezvoltării infrastructurii de stocare a energiei electrice și din creșterea cererii pentru servicii de flexibilitate în cadrul SEN.

Investiția va permite constituirea unei capacități autonome de stocare, formată din baterii, sisteme de conversie a energiei, echipamente de control și protecție, precum și infrastructura electrică aferentă, inclusiv stația de transformare necesară pentru interconectarea instalației.

Realizarea investiției este justificată de faptul că **stocarea energiei electrice reprezintă un instrument tehnic necesar pentru adaptarea sistemului energetic la creșterea ponderii**

surselor regenerabile variabile. Prin posibilitatea de încărcare și descărcare controlată a bateriilor, instalația poate contribui la deplasarea temporală a energiei electrice și la creșterea flexibilității sistemului.

De asemenea, caracterul **stand-alone** al instalației permite utilizarea independentă a capacității de stocare, fără condiționarea acesteia de existența unei centrale de producere a energiei regenerabile în cadrul aceluiași amplasament. Astfel, capacitatea BESS poate fi exploatată în funcție de necesitățile sistemului și de condițiile de piață, în limitele parametrilor tehnici și ale condițiilor de racordare aprobate.

Concluzie

Analiza cererii actuale și a perspectivelor de evoluție a sectorului energetic evidențiază existența unei **nevoi reale și în creștere pentru capacități de stocare a energiei electrice și pentru servicii de flexibilitate**.

Creșterea accelerată a capacităților regenerabile, caracterul variabil al producției fotovoltaice și eoliene, electrificarea progresivă a consumului și necesitatea asigurării echilibrului dintre producție și consum reprezintă factori care susțin dezvoltarea infrastructurii de stocare.

În aceste condiții, realizarea obiectivului de investiții **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** este oportună și necesară, contribuind la creșterea capacității de stocare disponibile și la consolidarea flexibilității sistemului energetic. Investiția este, totodată, aliniată direcțiilor de dezvoltare ale sectorului energetic și obiectivelor de tranziție către un sistem energetic mai flexibil, mai eficient și cu o pondere ridicată a surselor regenerabile.

Pe durata de exploatare a investiției, se preconizează menținerea și, în perspectivă, creșterea cererii pentru capacități de stocare și servicii de flexibilitate, ceea ce susține atât necesitatea realizării proiectului în prezent, cât și **viabilitatea și relevanța acestuia pe termen mediu și lung**.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei publice

Printre obiectivele de baza se regăsesc:

- construcția, punerea în funcțiune și racordarea efectivă a capacității de stocare la reteaua nationala de distributie si transport (SEN)
- reducerea emisiilor de CO2, prin dezvoltarea unei infrastructuri nepoluante;
- stocarea energiei cand exista surplus in vederea reducerii dependentei fata de anumite resurse;
- furinizarea energiei regenerabile din BESS cand exista cerere (varfurile de sarcina);
- reducerea gradului de dependenta nationala de importurile de energie pentru consumul intern;
- posibilitatea implementarii unei platforme de cercetare prin monitorizarea parametrilor; cantitativi si calitativi ai energiei produse;
- cresterea indicatorilor de calitate a aerului;
- cresterea independentei energetice;
- contribuția la tranziția către un sistem energetic mai flexibil, eficient și sustenabil;

Punctele tari ale proiectului:

Caracterul autonom al instalației BESS

Sistemul propus este de tip stand-alone, ceea ce permite exploatarea independentă a capacității de stocare și utilizarea acesteia în funcție de necesitățile sistemului energetic și de condițiile de funcționare ale rețelei.

Contribuția la flexibilizarea SEN

Capacitatea de a absorbi și ulterior restitui energia electrică permite instalației să contribuie la gestionarea variațiilor dintre producție și consum și la creșterea flexibilității sistemului energetic.

Susținerea integrării surselor regenerabile

Dezvoltarea capacităților fotovoltaice și eoliene determină creșterea necesarului de capacități de stocare. Investiția răspunde acestei necesități prin crearea unei capacități BESS dedicate.

Tehnologie modernă și eficientă

Soluțiile de stocare electrochimică permit răspunsuri rapide la modificările condițiilor din sistem, ceea ce reprezintă un avantaj important față de soluțiile convenționale de stocare.

Posibilitatea exploatării flexibile a energiei stocate

Energia electrică poate fi stocată și utilizată ulterior, în funcție de strategia de exploatare, de condițiile din SEN și de cadrul de reglementare aplicabil.

Relevanță pe termen lung

Pe fondul dezvoltării surselor regenerabile și al electrificării progresive a economiei, necesarul de capacități de stocare este estimat să crească, ceea ce conferă proiectului relevanță pe termen mediu și lung.

Infrastructură energetică dedicată

Proiectul include și realizarea infrastructurii necesare, respectiv stație de transformare, instalații electrice aferente, împrejmuire și amenajările necesare amplasamentului, rezultând o soluție integrată și funcțională.

Contribuție la obiectivele tranziției energetice

Investiția sprijină dezvoltarea unei infrastructuri energetice moderne și contribuie indirect la creșterea ponderii energiei regenerabile în mixul energetic.

Proiectul propune următoarele obiective specifice, conform Ghidului de Finantare, astfel:

- Instalarea unei capacitati noi de stocare a energiei electrice autonome (stand-alone) avand o putere instalata de **150.78 MW** si o capacitate de stocare de **609.55 MWh – BESS Isalnita.**

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții

3.1. Particularităţi ale amplasamentului

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafaţa terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietăţii sau titlul de proprietate, servituţi, drept de preempţiune, zonă de utilitate publică)

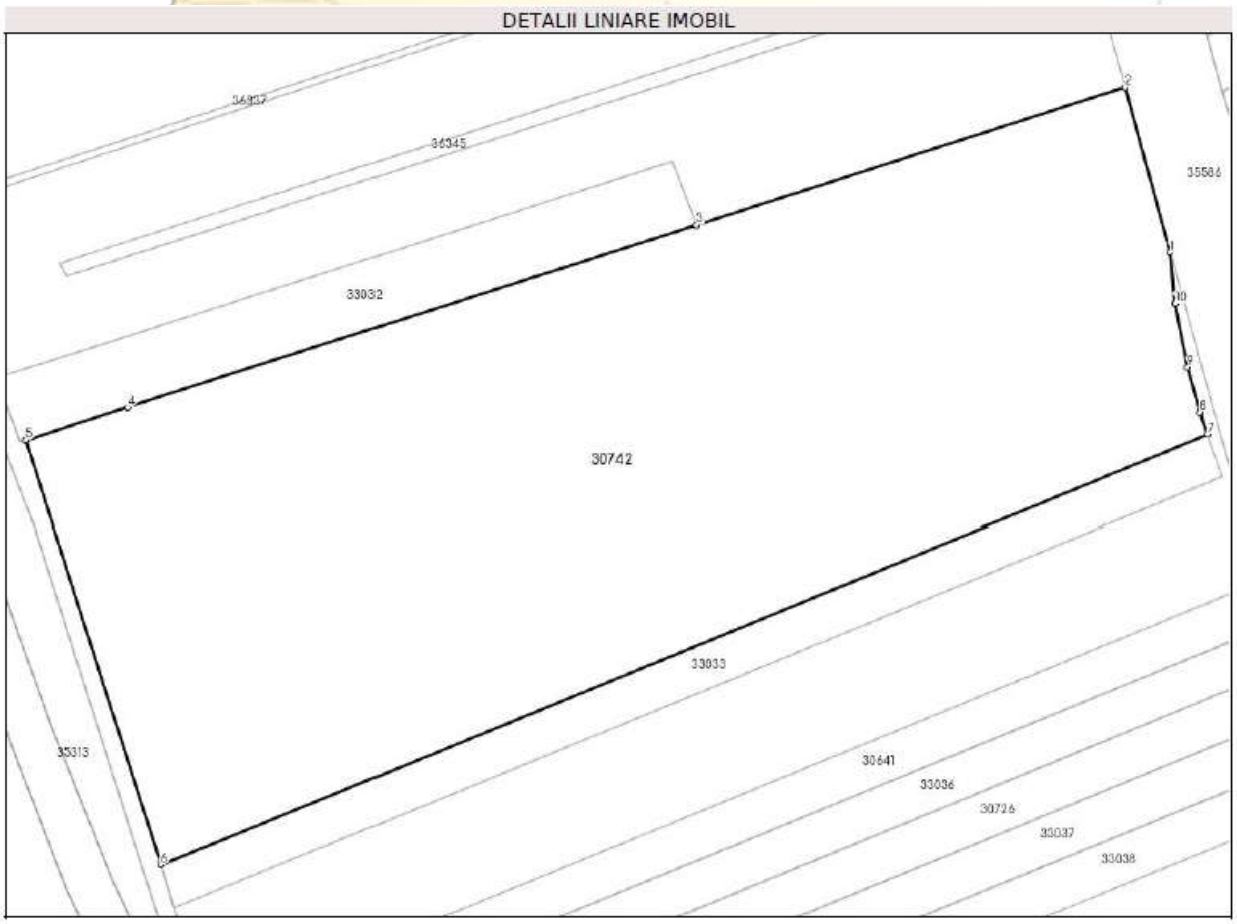


Fig. 4 – Identificarea amplasamentului pe care se doreste amplasarea capacitatii de stocare a energiei electrice



Fig. 5 – Planul de situație al proietului și delimitarea zonelor de construcție

Amplasamentul este identificat prin Cartea Funciară Nr. 30742, Comuna Isalnita, județul Dolj. Conform fig. 5 capacitatea de stocare va ocupa o parte din totalul de 23,800 mp, si anume max. 8,253 mp dupa cum este prezentat mai jos in documentatia de fata (Anexa 1 și Anexa 2).

Lucrările proiectate în prezenta documentație, în conformitate cu HG nr. 766/21.11.1997, se încadrează în categoria C de importanță, adica lucrari de importanta normală.

Terenul nu figureaza pe lista monumentelor istorice si nu se afla în raza de protecție a acestora.



Fig. 6 – Relatii cu zonele invecinate și accesul la terenul propus pentru realizarea investiției

Solicitantul **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL** deține dreptul de proprietate asupra acestuia, în cotă de 1/1, dobândit prin convenție, în baza Contractului de vânzare autentificat sub nr. 1595 din data de 05.12.2025.

Pentru terenul identificat prin numarul cadastral 30742 a fost realizat studiul pedologic cu nr. 1036 din 21.10.2024 ce a rezultat încadrarea suprafeței de teren in clasa a III-a de calitate (fertilitate).

Acesta se afla in extravilanul comunei Isalnita, județul Dolj. Pe aceasta cale este indeplinita cerinta Ghidului Solicitantului in ceea ce priveste *"îndeplinirea condițiilor prevăzute la art. 92 alin. (2) lit. j) din Legea fondului funciar nr. 18/1991, cu modificările și completările ulterioare"*.

De asemenea, terenul **este liber de orice sarcini *„în sensul în care nu există niciun act sau fapt***

juridic care împiedică sau limitează, total sau parţial, exercitarea unuia sau mai multor atribute ale dreptului de proprietate, astfel încât proprietarul să poată realiza activităţile proiectului".

Lucrările proiectate în prezenta documentație, în conformitate cu HG nr. 766/21.11.1997, se încadrează în categoria C de importanță, adica lucrari de importanta normală.
Terenul nu figureaza pe lista monumentelor istorice si nu se afla în raza de protecție a acestora.

b) relaţii cu zone învecinate, accesuri existente şi/sau căi de acces posibile

În apropierea imediată a terenului propus nu există niciun obiectiv de investiție sau proiect de dezvoltare, ceea ce înseamnă că zona nu este marcată de prezența unor construcții sau inițiative economice semnificative în acest moment.



Fig. 7 – Relatii cu zonele invecinate

Accesul către teren se va face prin drumul național E70.

Terenul propus pentru investiție se învecinează cu următoarele:

- La NORD: zona locuită a localității Ișalnița — case și terenuri agricole.

- La SUD: terenuri agricole și zona construită dinspre Riviera Ballroom; mai jos se află zona industrială/comercială.

- La EST: terenuri agricole / parcele cultivate, cu drumuri de acces și construcții izolate.

- La VEST: E70/E79 (DN65), iar imediat dincolo de șosea se află zona industrială a Ișalniței, inclusiv complexul industrial.

c) orientări propuse faţă de punctele cardinale şi faţă de punctele de interes naturale sau construite

Pentru proiectul de fata nu impune o orientare specifica fata de anumite puncte cardinale. Amplasamentul propus nu se regaseste in Natura 2000, iar impactul adus asupra zonei este unul neglijabil.

d) surse de poluare existente în zonă

În timpul executiei, sunt posibile evenimente minore in zone punctuale, cum ar fi:

- poluari accidentale cu carburanti de la masini si utilaje
- generare de deseuri specifice activitatii si deseuri menajere
- emisii de pulberi si praf generate de lucrarile de sapatura si manevrare de pamantului excavat
- emisii de pulberi si praf generate de lucrarile de umplere a excavatiei
- noxe de la masini si utilaje (gaze de esapament).

In timpul executiei, in intervalul scurt de desfasurare a lucrarilor, se va genera un nivel de zgomot si de vibratii, insa fara a deranja sau perturba obiectivele din vecinatate.

In cadrul activitatilor desfasurate la executia proiectului, precum si in perioada de operare, nu se vor utiliza sau vehicula substante cu caracter radioactiv.

Pentru prevenirea eventualelor poluari accidentale, solicitantul va asigura toalete ecologice pentru personalul propriu, în fiecare locaţie unde lucrează, şi va menţine aceste toalete în condiţii de igienă adecvate tot timpul. Toaletele ecologice vor fi agrementate astfel încât să nu se producă în nici un fel contaminarea zonelor în care sunt amplasate.

După terminarea lucrărilor sau parţilor de lucrări, toaletele vor fi îndepărtate iar zona va fi adusă la starea iniţială.

e) date climatice şi particularităţi de relief

Comuna Işalnița este una dintre localitățile importante din zona metropolitană a municipiului Craiova, beneficiind de o poziționare strategică în partea de nord a municipiului, de-a lungul importantei artere rutiere DN6 – E70. Situată la aproximativ 10 km de centrul municipiului Craiova, Işalnița reprezintă o comunitate cu un important potențial de dezvoltare economică și investițională.

Comuna este foarte bine conectată la principalele căi de transport ale regiunii. DN6 – E70 asigură legătura directă cu municipiul Craiova și cu principalele centre urbane din vestul și sudul țării, în timp ce apropierea de infrastructura rutieră a municipiului Craiova facilitează accesul către rețeaua națională și europeană de transport. Aeroportul Internațional Craiova se află, de asemenea, în proximitatea zonei, oferind conexiuni aeriene către numeroase destinații europene.

Cu o populație de aproximativ 4.042 de locuitori, conform recensământului din 2022, comuna Işalnița are în componență un singur sat, Işalnița. Comunitatea beneficiază de avantajele proximității față de municipiul Craiova, unul dintre principalele centre urbane, economice și universitare din sud-vestul României.

Teritoriul comunei se înscrie în zona de contact dintre Piemontul Getic și Câmpia Olteniei, iar peisajul local este caracterizat de terenuri agricole, zone de luncă și importante resurse de apă. Râul Jiu reprezintă unul dintre principalele repere naturale ale localității, în zona Işalnița fiind amenajată și acumularea Işalnița, cu o suprafață de aproximativ 180 de hectare. În zona de sud-vest a localității, râul Amaradia se află în apropierea confluenței cu Jiul, contribuind la caracterul hidrografic specific zonei.

Clima este temperat-continentală, specifică zonei Olteniei, cu veri călduroase și ierni relativ moderate. Poziționarea geografică, terenurile agricole și proximitatea față de municipiul Craiova

creează condiții favorabile atât pentru activitățile agricole, cât și pentru dezvoltarea unor activități economice, logistice și industriale.

Un element esențial pentru dezvoltarea economică a comunei îl reprezintă tradiția industrială a zonei și transformarea fostelor platforme industriale în noi oportunități pentru investiții. În acest context, Parcul Industrial Ișalnița constituie un important punct de atracție pentru mediul de afaceri, fiind o structură destinată atragerii de investiții productive, logistice și tehnologice. Parcul beneficiază de titlu oficial de parc industrial și dispune de terenuri intravilane, infrastructură și utilități necesare dezvoltării unor noi proiecte economice.

Parcul Industrial Ișalnița are o suprafață de peste 8 hectare și este amplasat la aproximativ 200 de metri de DN6 – E70, cu acces din strada Mihai Eminescu. Zona dispune de infrastructură rutieră, energie electrică și gaz metan, oferind condiții favorabile pentru dezvoltarea unor investiții în domenii precum producția, logistica, distribuția și serviciile.

Administrația locală pune accent pe dezvoltarea infrastructurii și pe crearea unui climat favorabil investițiilor, urmărind atragerea de noi operatori economici și valorificarea poziției strategice a comunei în cadrul Zonei Metropolitane Craiova. Proiectele actuale de dezvoltare a infrastructurii parcului industrial urmăresc modernizarea drumurilor interioare, a rețelelor de utilități, a iluminatului public, a parcărilor și a spațiilor verzi, cu scopul de a crea un cadru modern și competitiv pentru mediul de afaceri.

Principalele ramuri economice ale comunei sunt reprezentate de industrie, agricultură, comerț, servicii, transport și activități logistice. Agricultura continuă să aibă un rol important în economia locală, în timp ce poziționarea în imediata apropiere a municipiului Craiova și accesul direct la DN6 – E70 creează oportunități semnificative pentru dezvoltarea sectorului industrial și logistic.

Prin poziția sa strategică, apropierea de Craiova, accesul la infrastructura rutieră națională și europeană, existența resurselor de apă, tradiția industrială și dezvoltarea Parcului Industrial Ișalnița, comuna are premise favorabile pentru atragerea de noi investiții și pentru dezvoltarea durabilă a economiei locale.

Ișalnița își propune să valorifice aceste avantaje prin parteneriate cu investitori și operatori economici locali, regionali, naționali și internaționali, contribuind la modernizarea infrastructurii, crearea de noi locuri de muncă și creșterea calității vieții comunității.

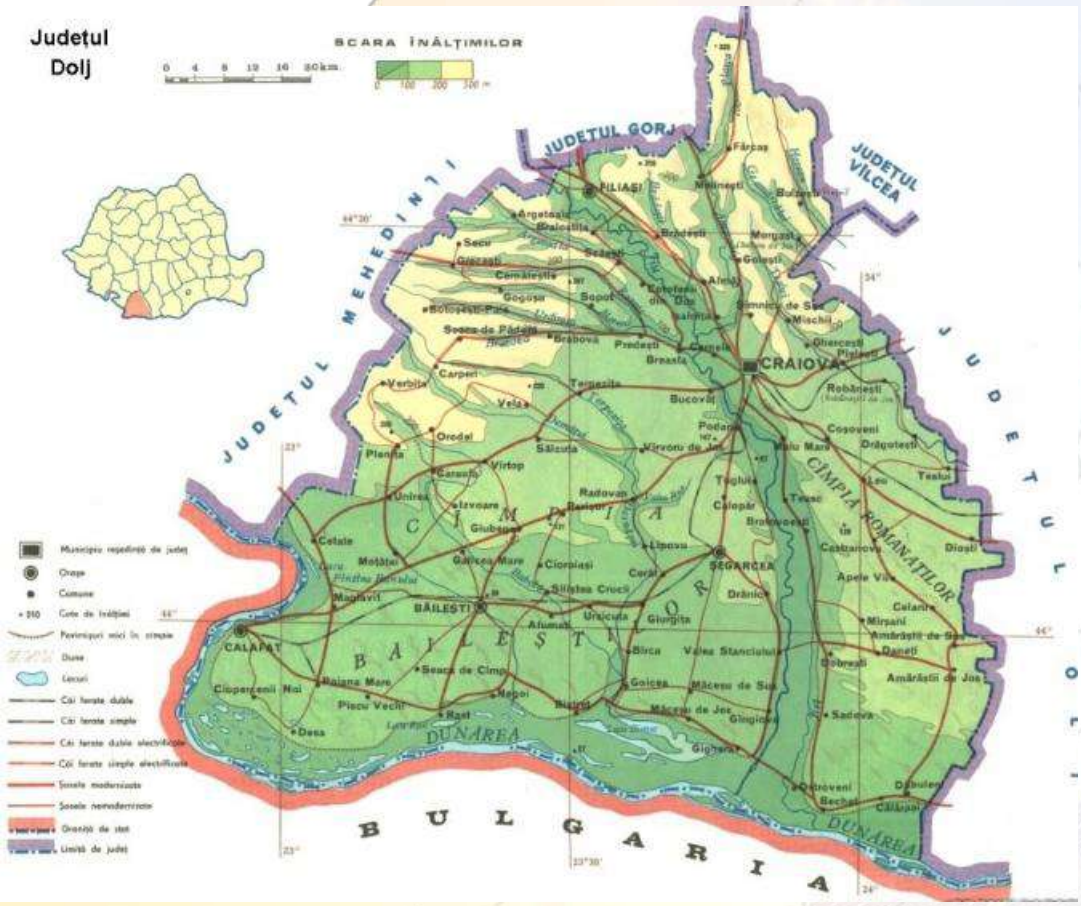


Fig. 8 – Harta cu dispunerea in trepte de relief a judetului

Județul Dolj este situat în partea de sud-vest a României, în regiunea istorică Oltenia, având o poziție strategică în raport cu principalele axe de transport și centre urbane din sudul țării. Județul se învecinează la nord cu județul Gorj, la nord-est cu județul Vâlcea, la est cu județul Olt, la vest cu județul Mehedinți, iar la sud are graniță naturală cu Bulgaria, delimitată de fluviul Dunărea. Cu o suprafață de aproximativ 7.414 km², județul Dolj reprezintă circa 3,1% din suprafața României și se află între cele mai întinse județe ale țării.

Poziționarea geografică a județului, în partea sud-vestică a țării și în zona de contact dintre Câmpia Română și Piemontul Getic, determină caracteristici naturale favorabile dezvoltării agriculturii, infrastructurii, activităților industriale și investițiilor în infrastructură energetică. În partea sudică,

fluviul Dunărea constituie o importantă cale navigabilă și formează granița naturală cu Bulgaria pe o lungime de aproximativ 150 km.

Date privind relieful

Relieful județului Dolj este predominant de câmpie, fiind reprezentat în principal de unități aparținând Câmpiei Române, în timp ce în partea de nord se dezvoltă zone piemontane și deluroase aparținând Piemontului Getic. Conform Strategiei de Dezvoltare a Județului Dolj, Câmpia Română reprezintă aproximativ 62,4% din teritoriul județului, iar Piemontul Getic aproximativ 37,6%.

Din punct de vedere geomorfologic, în cadrul județului se disting mai multe subunități, printre care Câmpia Băileștiului, Câmpul Nedei, Câmpul Dăbulenilor, Câmpia Desnățuiului, Câmpia Romanațului, Lunca Dunării, Culoarul Jiului, Piemontul Bălăciței și Dealurile Amaradiei. Relieful prezintă o creștere generală a altitudinii de la sud către nord, valorile variind aproximativ între 30 m și 350 m.

Partea sudică a județului este caracterizată inclusiv prin existența unor suprafețe extinse de soluri nisipoase, reprezentative pentru zona Olteniei, în timp ce în zona nordică relieful devine mai fragmentat și capătă caracter piemontan și deluros.

Din punct de vedere al investiției analizate, caracterul predominant de câmpie al județului Dolj reprezintă un avantaj pentru realizarea infrastructurii necesare unei instalații BESS, în special în ceea ce privește amenajarea platformelor tehnice și realizarea infrastructurii de acces. Pantele reduse și diferențele relativ mici de nivel din zonele de câmpie pot permite realizarea lucrărilor de terasare și nivelare cu intervenții limitate asupra configurației naturale a terenului.

Totuși, caracteristicile exacte ale amplasamentului investiției – panta terenului, natura și stratificația solului, capacitatea portantă, nivelul apei subterane, stabilitatea terenului și condițiile geotehnice – vor fi stabilite prin investigațiile și studiile de specialitate aferente proiectului.

Caracteristicile climatice

Județul Dolj se încadrează în zona climatului temperat-continental, cu influențe mediteraneene mai pronunțate datorită poziției sale sud-vestice. Caracterul depresionar al terenului și poziționarea în apropierea curburii lanțului carpato-balcanic contribuie la caracterul relativ cald al regiunii. Clima

județului este caracterizată prin veri calde și, frecvent, secetoase, precum și prin ierni în general moderate.

Temperatura medie anuală prezintă variații în funcție de relief, fiind mai ridicată în zonele joase din sudul județului și mai redusă către nord. Conform documentațiilor județene, temperatura medie multianuală este de aproximativ 11,2–12°C în zona de câmpie și de aproximativ 9,9–10,3°C în zona Piemontului Bălăciței și a Dealurilor Amaradiei.

Datele climatologice disponibile pentru stația meteorologică Craiova indică o temperatură medie anuală de aproximativ 12,9°C, pe baza seriilor climatologice utilizate în documentațiile județene. În perioada caldă a anului, temperaturile medii lunare ating valori de aproximativ 23–25°C, iar luna iulie reprezintă, în general, cea mai caldă perioadă a anului.

La nivelul județului au fost înregistrate și valori termice extreme. La stația meteorologică Craiova, temperatura maximă absolută menționată în documentațiile județene a atins 42,6°C la data de 24 iulie 2007, în timp ce temperatura minimă absolută a fost de -30,5°C. La stația meteorologică Calafat a fost înregistrată o temperatură maximă absolută de 44,3°C, tot la 24 iulie 2007.

Aceste caracteristici climatice sunt relevante pentru proiectarea unei instalații BESS, deoarece variațiile importante de temperatură, în special temperaturile ridicate din perioada de vară, pot influența performanța și durata de viață a sistemelor de stocare electrochimică. În consecință, selectarea echipamentelor trebuie să țină cont de domeniul de temperatură de funcționare, precum și de necesitatea unor sisteme adecvate de răcire, ventilație și management termic.

Regimul precipitațiilor

Regimul pluviometric al județului Dolj este caracterizat prin cantități moderate de precipitații și printr-un deficit de umezeală mai pronunțat în perioada caldă a anului. Cantitatea medie anuală de precipitații prezintă o tendință generală de diminuare de la nord către sud. Conform datelor disponibile la nivelul județului, valorile medii anuale sunt de aproximativ 596,8 mm la Craiova, 543,9 mm la Băilești și 521,3 mm la Calafat.

În zona Craiova, datele climatologice multianuale ale Administrației Naționale de Meteorologie indică o cantitate medie lunară a precipitațiilor de aproximativ 44,7 mm, corespunzătoare unei cantități anuale rezultate de aproximativ 536 mm. Regimul precipitațiilor prezintă însă variații semnificative de la un an la altul, precum și diferențe importante între lunile anului.

Precipitațiile sunt distribuite neuniform pe parcursul anului, perioadele de primăvară și începutul verii putând înregistra cantități importante, în timp ce lunile de vară și începutul toamnei pot fi caracterizate de perioade secetoase și deficit de umezeală. Documentațiile județene evidențiază faptul că perioada mai–septembrie este asociată în mod caracteristic cu deficit de umiditate.

În același timp, la nivelul județului pot apărea și episoade de precipitații extreme. În documentațiile Consiliului Județean Dolj sunt menționate valori istorice importante, inclusiv o cantitate de 890,0 l/mp în luna mai 1897, înregistrată la Piria, precum și 348,0 l/mp în 24 de ore la Ciupercenii Vechi, la data de 26 iunie 1925. Aceste valori evidențiază necesitatea luării în considerare a fenomenelor pluviometrice extreme în proiectarea infrastructurii tehnice.

Pentru amplasamentul obiectivului de investiții, gestionarea apelor meteorice va fi realizată în funcție de configurația terenului, caracteristicile geotehnice și soluția tehnică adoptată. În cazul unei instalații BESS, proiectarea va trebui să prevadă sisteme corespunzătoare de colectare, dirijare și evacuare a apelor pluviale, astfel încât să fie prevenite acumulările de apă și afectarea platformelor, containerelor de baterii, echipamentelor electrice și infrastructurii auxiliare.

De asemenea, cotele platformelor tehnice și soluțiile de drenaj vor trebui stabilite ținând cont de condițiile locale ale amplasamentului și de eventualele riscuri asociate fenomenelor hidrologice sau pluviale extreme. Caracteristicile finale privind drenajul, fundațiile și protecția împotriva apelor meteorice vor fi stabilite în etapele ulterioare de proiectare, pe baza studiilor topografice, geotehnice și hidrologice relevante.

Regimul termic și influența asupra instalației BESS

Din perspectiva realizării obiectivului de investiții, condițiile climatice din județul Dolj trebuie avute în vedere la alegerea și dimensionarea echipamentelor componente ale instalației BESS.

În special, variațiile de temperatură dintre sezonul rece și sezonul cald impun utilizarea unor echipamente și sisteme de protecție care să permită funcționarea în intervalele de temperatură prevăzute de producător. În cazul sistemelor de baterii, menținerea temperaturii în limitele optime de funcționare este importantă atât pentru performanța sistemului, cât și pentru durata de viață și siguranța bateriilor.

În acest sens, instalația BESS va fi prevăzută, după caz, cu sisteme de **management termic, ventilație și/sau climatizare**, în conformitate cu cerințele producătorului echipamentelor și cu soluția tehnică adoptată.

De asemenea, proiectarea echipamentelor exterioare și a infrastructurii aferente va ține cont de acțiunea factorilor climatici, precum precipitațiile, vântul, radiația solară, temperaturile extreme și depunerile de zăpadă, în conformitate cu normativele și standardele tehnice aplicabile.

Vântul

Regimul vânturilor din județul Dolj este influențat de circulația generală a maselor de aer din vest și nord-vest. În zona de câmpie, vânturile din sectorul nordic și nord-vestic prezintă o importanță deosebită, iar circulația atmosferică poate determina variații sezoniere ale vitezei și direcției vântului.

Acțiunea vântului va fi luată în considerare la proiectarea elementelor supraterane ale investiției, în special pentru structurile metalice, împrejmuiri, containere și alte echipamente expuse. Valorile de calcul utilizate în proiectarea structurală vor fi stabilite în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare și cu caracteristicile exacte ale amplasamentului.

Condiții climatice și implicații asupra investiției

Având în vedere caracteristicile climatice și de relief ale județului Dolj, realizarea obiectivului **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** este posibilă în condiții tehnice adecvate, cu respectarea cerințelor de proiectare specifice instalațiilor energetice și a condițiilor impuse de amplasamentul concret.

Climatul temperat-continental, cu influențe mediteraneene, predominanța reliefului de câmpie și caracterul relativ cald și uscat al zonei sud-vestice a României creează condiții favorabile pentru dezvoltarea infrastructurii energetice în județul Dolj. Caracteristicile geomorfologice ale județului, în special suprafețele extinse cu relief relativ plan, pot facilita realizarea platformelor tehnice și a infrastructurii necesare unei instalații BESS. În același timp, temperaturile ridicate din perioada de

vară, temperaturile extreme, precipitațiile variabile, perioadele de secetă, intensitatea vântului și eventualele fenomene meteorologice severe vor fi luate în considerare la proiectarea, alegerea echipamentelor și stabilirea măsurilor de protecție.

Pentru proiectarea finală a instalației BESS, parametrii climatici și de mediu utilizați la dimensionarea structurală, mecanică și electroenergetică vor fi corelați cu datele specifice amplasamentului, cu rezultatele studiilor topografice, geotehnice și hidrologice, precum și cu cerințele producătorilor echipamentelor și prevederile normativelor și standardelor tehnice aplicabile.

În concluzie, condițiile de relief și climă ale județului Dolj sunt compatibile cu dezvoltarea unei instalații autonome de stocare a energiei electrice (BESS), cu condiția adaptării soluției tehnice la caracteristicile exacte ale amplasamentului și respectării cerințelor privind proiectarea, protecția la incendiu, siguranța electrică, protecția împotriva fenomenelor meteorologice și condițiile de exploatare. Particularitățile climatice ale zonei, în special temperaturile ridicate din sezonul cald și posibilitatea apariției unor perioade cu precipitații intense sau secetă, vor fi avute în vedere în alegerea sistemelor de răcire și management termic, în proiectarea sistemelor de drenaj și în stabilirea condițiilor de funcționare și mentenanță a echipamentelor.

Prin urmare, din perspectiva condițiilor naturale și climatice, județul Dolj prezintă premise favorabile pentru implementarea unei instalații BESS, cu condiția ca soluția finală să fie fundamentată pe caracteristicile concrete ale terenului și pe cerințele tehnice specifice proiectului.

f) existența unor:

Se vor respecta prevederile din Autorizatia de Construire nr. 103 din 12.11.2025 cu privire la:

a. rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate

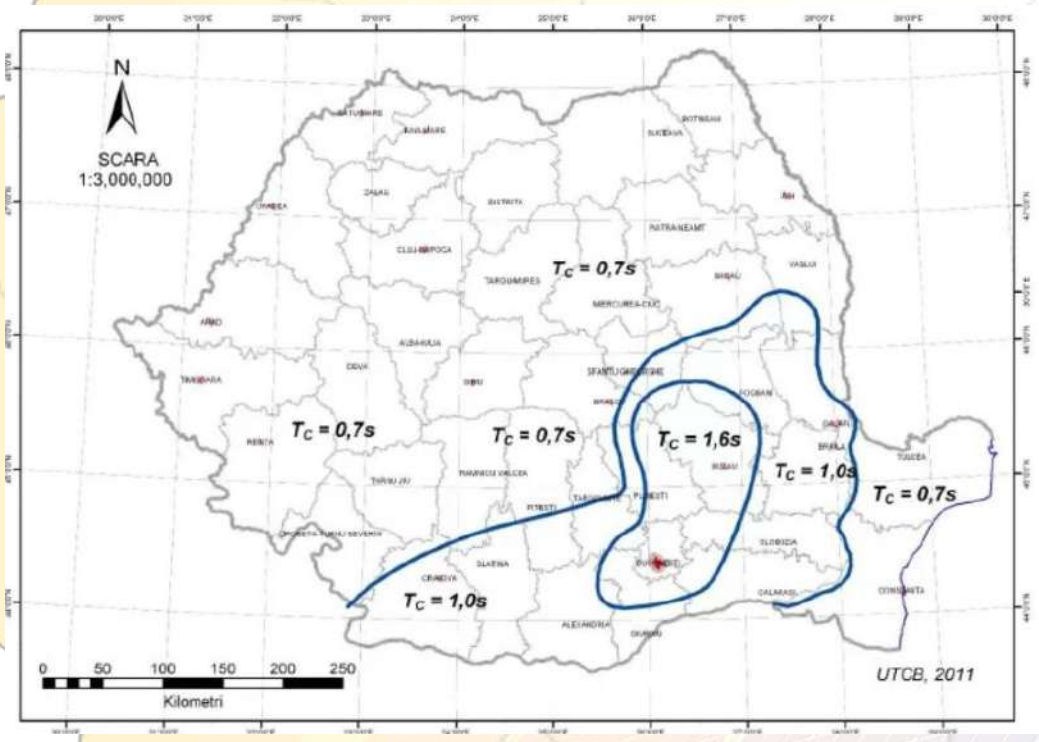
b. interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție.

c. terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

Principalele elemente ce introduc in proiectarea structurilor factorul seismic de amplasament, sunt acceleratia terenului ag si perioada de colt Tc.

Conform reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică - Partea I - Prevederi de proiectare pentru clădiri", indicativ P 100 / 1 – 2006, zona aleasa prezintă o valoare de vârf a accelerației terenului ag = 0.20 g pentru cutremure cu intervalul mediu de recurență IMR = 100 ani, cu perioadă de control (colț) a spectrului de răspuns Tc = 1,0 sec.



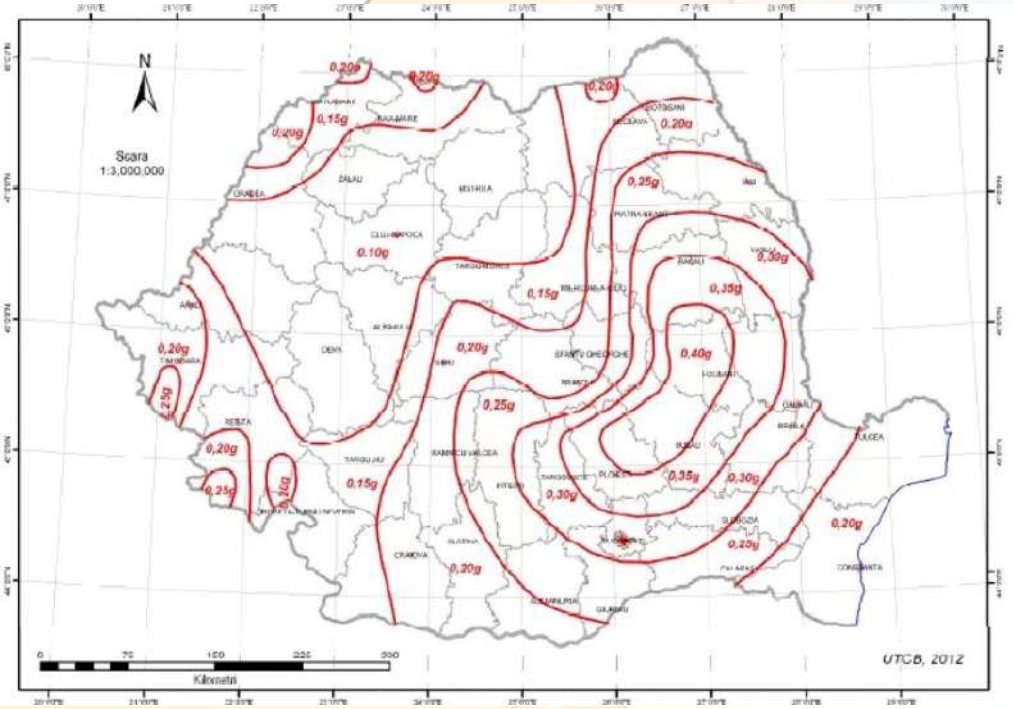
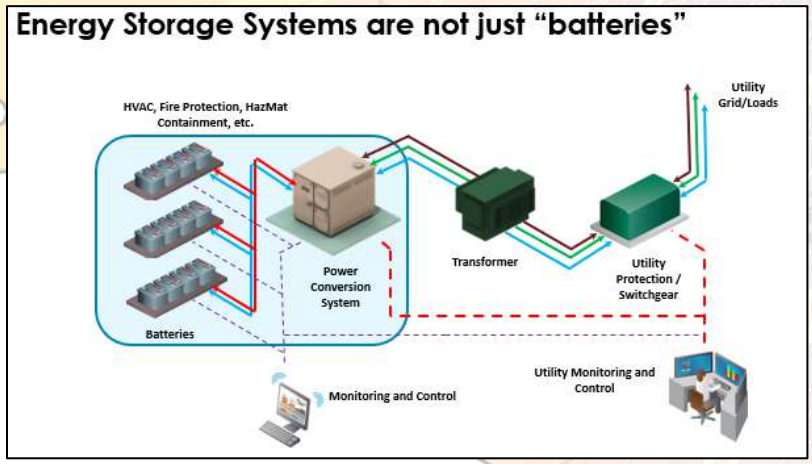


Fig. 9 – Delimitare a zonelor cu diferite potențiale seismice

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic

Din punct de vedere constructiv și funcțional, instalațiile de stocare a energiei electrice sunt similare, având la bază elementele prezentate în figura următoare:

(a)



(b)

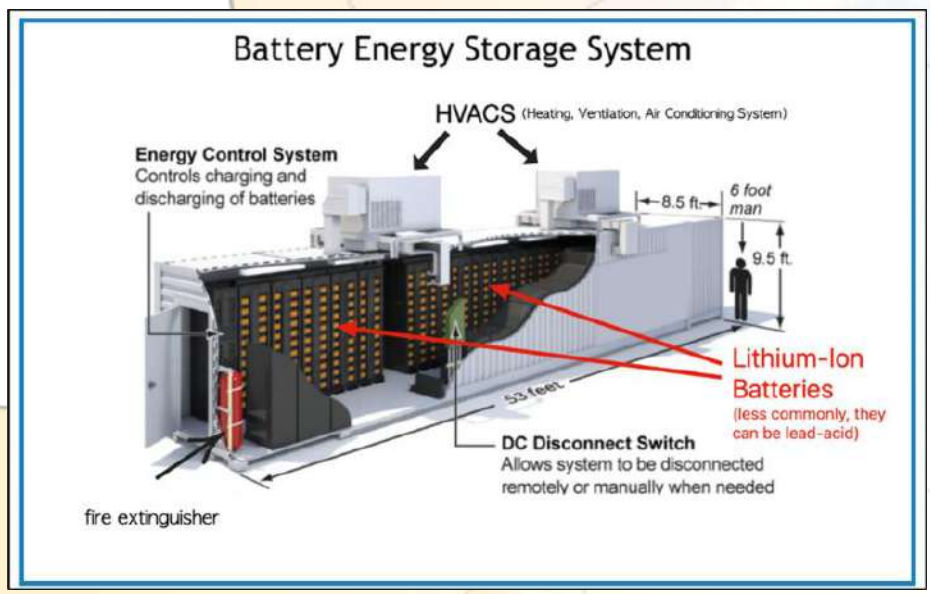


Fig. 10 – Schemă de principiu a unei instalatii de stocare a energiei (a), a unui container de stocare a energiei electrice (b)

Din Fig. 9 se observă faptul ca instalatia de stocare are nevoie de sase componente principale, acestea sunt:

- **Rack-ul de baterii:** este compus din **module de baterii**, iar acesta la randul lui din **Celulele de stocare** care au rolul de a inmagazina energie electrică;
- **BMS (Battery management system):** reprezintă sistemul de management și monitorizare a bateriilor și are rolul de a asigura funcționarea acestora în condiții de siguranță, eficiență și fiabilitate pe întreaga perioadă de exploatare a instalației BESS. BMS-ul va monitoriza în timp real principalii parametri electrici și termici ai sistemului de baterii, inclusiv tensiunea celulelor și modulelor, curentul de încărcare și descărcare, temperatura celulelor și modulelor, precum și starea de încărcare a bateriilor (SOC – State of Charge) și starea de sănătate a acestora (SOH – State of Health). Sistemul va asigura gestionarea proceselor de încărcare și descărcare prin menținerea parametrilor de funcționare în limitele admise de producător. În acest scop, BMS-ul va putea transmite comenzi și semnale de limitare sau întrerupere a încărcării/descărcării atunci când sunt identificați parametri care depășesc limitele de siguranță.

- **PCS (Power Conversion System) Sistemul de conversie al energiei electrice:** reprezintă echipamentele de conversie a energiei electrice din cadrul instalației BESS și asigură interfața bidirecțională dintre sistemul de stocare în baterii și rețeaua electrică. PCS-urile vor permite realizarea conversiei energiei electrice în ambele sensuri de funcționare. În regim de încărcare a sistemului BESS, PCS-ul va realiza conversia energiei electrice din curent alternativ (AC), provenită din rețeaua electrică, în curent continuu (DC), necesar încărcării bateriilor. În regim de descărcare, energia electrică furnizată de baterii sub formă de curent continuu (DC) va fi convertită de PCS în curent alternativ (AC) și transferată către rețeaua electrică.
- **Postul de transformare**, implicit transformatorul de putere ridicător, care are rolul de a aduce tensiunea de la ieşirea invertoarelor la nivelul de tensiune al rețelei electrice.
- **HVAC (Heting, Ventilation and Air Conditioning):** reprezintă un subsistem esențial al instalației de stocare a energiei electrice de tip BESS, având rolul de a asigura condițiile optime de temperatură și umiditate pentru funcționarea în condiții de siguranță și eficiență a bateriilor și a echipamentelor electronice aferente.
- **Instalatie de protectie la incendiu:** are rolul de a preveni si in ultima instanta, de a interveni in caz de pericol imminent: incendiu sau explozie.

1. Rack-ul de baterii - Celulele de stocare

Rack-ul de baterii este o serie de baterii conectate intre ele in serie si in paralel intr-un cadru modular. La randul sau rack-urile pot fi conectate in serie si/sau in paralel pentru a atinge valori mai mari de tensiune sau curent.

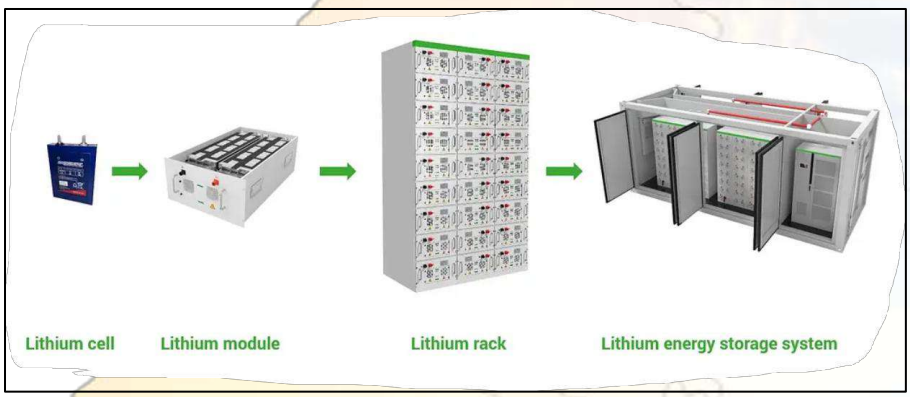


Fig. 11 – Schemă de principiu a unui rack de baterii

Bateria de acumulatori este o sursă de curent electric continuu reîncărcabilă formată din celule electrochimice care înmagazinează energia electrică. Funcționarea sa se bazează pe apariția unei tensiuni electromotoare creată pe baze chimice, obținută prin asocierea în combinații electrod - electrolit a unor materiale diferite din punct de vedere electrochimic.

Termenul de "acumulator" este utilizat ca atare în sensul că ea acumulează și stochează energie prin o reacție electrochimică reversibilă. Bateriile reîncărcabile sunt produse în forme și mărimi diferite, variind de la cele mici, simple până la baterii reîncărcabile pentru sistemele de stabilizare cu puteri de ordinul megawaților, conectate la rețele de distribuție a energiei electrice. Sunt utilizate mai multe diferite combinații de materiale de electrozi și electroliți, incluzând plumb-acid, nichel-cadmiu (NiCd), nichel-hidrură metalică (NiMH), ioni de litiu (Li-ion), și polimer-ion de litiu (Li-ion polimer).

Un capăt al bateriei este atașat la unul dintre metale, iar celălalt capăt este atașat la celălalt metal. O reacție chimică între metale și electrolit eliberează mai mulți electroni într-un metal decât în celălalt. Metalul care eliberează mai mulți electroni dezvoltă o sarcină pozitivă, iar celălalt metal dezvoltă o sarcină negativă. Dacă un conductor electric, sau un fir, leagă un capăt al bateriei de celălalt, electronii circulă prin fir pentru a echilibra sarcina electrică. Cand celula se incarca si se descarca, ionii se deplaseaza intre catod (electordul pozitiv) si anod (electrodul negative).

La descarcare, anodul sufera oxidare sau pierdere de electroni, iar catodul are un castig de electroni. La incarcare miscarea este inversata.

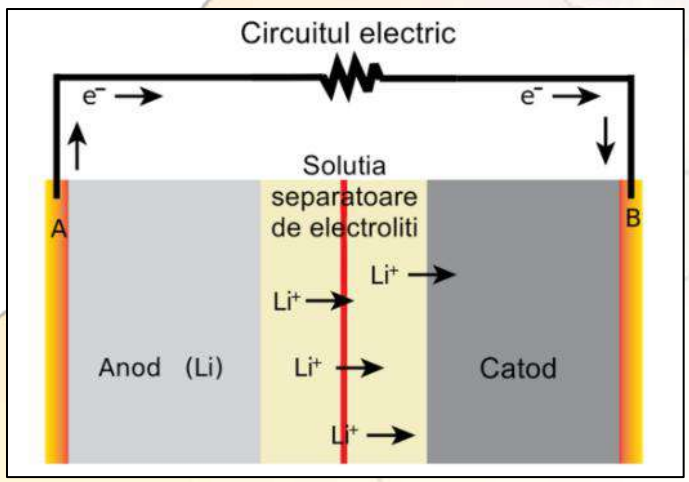


Fig. 12 - Schiță ce detaliază modalitatea de obținere a curentului electric de la o baterie

Caracteristici tehnice

Parametrii unei celule de stocare se stabilesc pentru condiții de test standard. Caracteristicile unei celule de stocare sunt:

Tensiunea în circuit deschis (Voc) este tensiunea dintre bornele bateriei atunci când aceasta nu este încărcată.

Tensiunea la borne (Vt) este tensiunea dintre bornele bateriei atunci când este aplicată o sarcină; aceasta este de obicei mai mică decât Voc.

Tensiunea de deconectare (Vco) este tensiunea la care se specifică faptul că bateria este complet descărcată. Deși, de obicei, există o încărcătură rămasă, funcționarea la tensiuni mai mici decât Vco poate deteriora bateria.

Capacitatea măsoară numărul total de amperi-oră (AH) care pot fi absorbiți de la o baterie în stare complet încărcată până când Vt atinge Vco.

Rata de încărcare (C-rate) este rata de încărcare sau descărcare a unei baterii în raport cu capacitatea sa nominală. De exemplu, o rată de 1C va încărca sau descărca complet o baterie în 1 oră. La o rată de descărcare de 0,5C, o baterie va fi complet descărcată în 2 ore. Utilizarea unor rate C ridicate reduce de obicei capacitatea disponibilă a bateriei și poate provoca deteriorarea acesteia.

Starea de încărcare (SoC) cuantifică capacitatea rămasă a bateriei ca procent din capacitatea maximă. Atunci când SoC ajunge la zero și Vt atinge Vco, este posibil să mai existe o încărcătură rămasă în baterie, dar aceasta nu poate fi descărcată în continuare fără a se deteriora și fără a se deteriora capacitatea în viitor.

Adâncimea de descărcare (DoD) este complementul lui SoC și măsoară procentul de capacitate a bateriei care a fost deja descărcat; DoD = 100 - SoC.

Ciclul de viață este numărul de cicluri disponibile înainte ca o baterie să ajungă la sfârșitul duratei sale de viață utilă.

Sfârșitul duratei de viață (EoL) a unei baterii este atins atunci când bateria nu mai poate funcționa conform specificațiilor sale minime predefinite. EoL poate fi cuantificată în mai multe moduri:

Scăderea capacității se bazează pe o anumită scădere procentuală a capacității bateriei în comparație cu capacitatea sa nominală în condiții specificate.

Scăderea puterii se bazează pe o anumită scădere procentuală a puterii maxime a bateriei în comparație cu puterea nominală, tot în condiții specificate.

Randamentul energetic cuantifică cantitatea totală de energie pe care o baterie este așteptată să o gestioneze în timpul vieții sale, pe baza unor condiții de funcționare specifice.

Starea de sănătate (SoH) a unei baterii măsoară procentul de viață utilă rămasă înainte ca bateria să ajungă la EoL.

Cele mai utilizate acumulatoare sunt cele de tip Litiu-Ion / Litiu - Halogenura Metalica (*LMX*), avand urmatoarele caracteristici:

- au o energie specifică şi o densitate de energie foarte mare;
- auto-descărcare redusă;
- ciclu de viaţă lung;
- nu necesită întreţinere;
- nu au efect de memorie;
- temperatura de operare variază în limite largi;

- posibilitatea de miniaturizare.
- se pot obţine celule foarte subţiri.

Bateriile litiu-ion utilizează un proces de încărcare controlat, realizat în etape, prin menținerea parametrilor electrici în limitele stabilite de producător. În mod uzual, procesul începe cu o etapă de încărcare la curent constant, până la atingerea nivelului de încărcare corespunzător, urmată de o etapă de încărcare la tensiune constantă, în cadrul căreia curentul de încărcare scade progresiv pe măsură ce bateria se apropie de starea complet încărcată. Procesul de încărcare este încheiat atunci când curentul scade până la valoarea limită stabilită de sistemul de management al bateriei (BMS).

Sistemul de încărcare este controlat și monitorizat permanent de BMS, care asigură respectarea parametrilor de funcționare și protejează bateria împotriva condițiilor de încărcare necorespunzătoare. Tehnologiile moderne de baterii litiu-ion permit încărcarea într-un timp redus, durata efectivă a procesului fiind dependentă de tehnologia celulelor, capacitatea sistemului de stocare, puterea disponibilă pentru încărcare și strategia de operare adoptată.

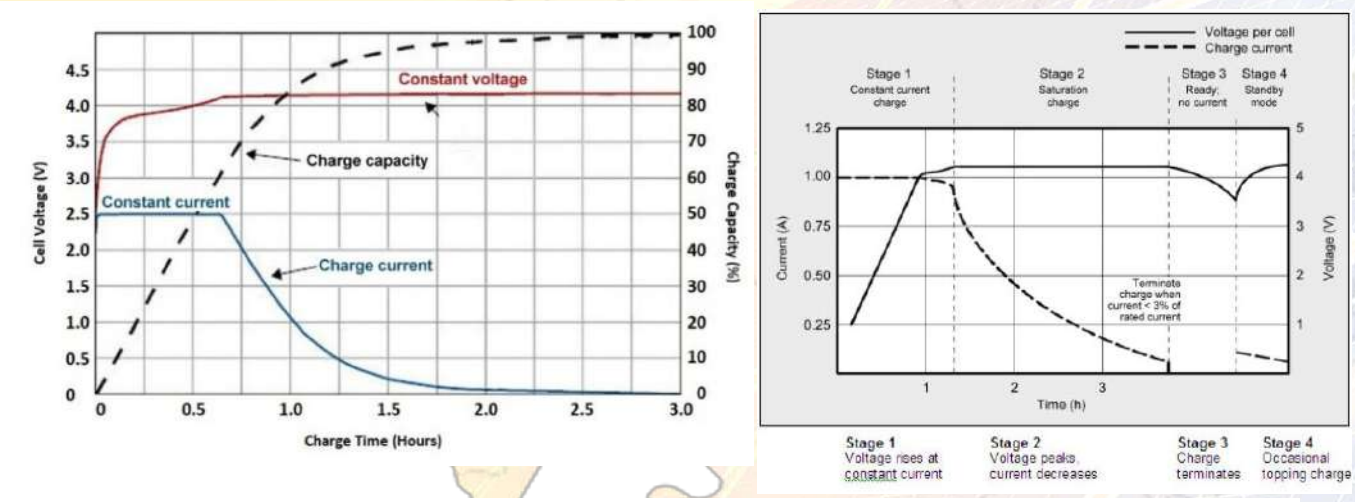
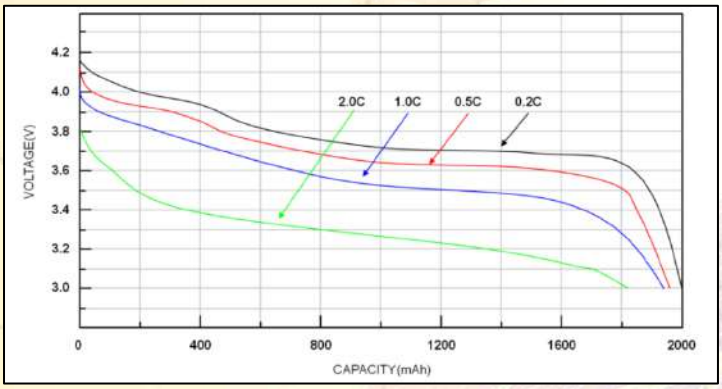


Fig. 13 – Curba de incarcare a celulei Litiu – Ion / Litiu - Halogenura Metalica (LMX) prin metoda Curent Constant – Tensiune Constanta (CC-TC)

Curba de încărcare-descărcare pentru celulele litiu-ion / litiu - halogenura metalica (*LMX*) reprezinta un grafic important care arată cât curent va fi disponibil atunci când tensiunea bateriei atinge un anumit nivel. Acest lucru este important deoarece o baterie va functiona doar atât timp cât poate furniza curentul de care are nevoie. Curentul este reprezentat de obicei pe curba de încărcare-descărcare printr-o linie dreaptă. Tensiunea de deconectare este tensiunea necesară pentru a furniza curentul. Dacă bateria se află sub tensiunea de deconectare, curentul va fi scăzut, iar bateria nu va rezista la fel de mult. Dacă bateria se află deasupra tensiunii de deconectare, atunci curentul va fi ridicat și bateria se va defecta mai repede.

In prima parte la metoda CC-TC incarcarea incepe iar tensiunea bateriei creste, curentul de incarcare fiind constant. Cand bateria ajunge la capacitate maxima, tensiunea constanta isi face aparitia iar curentul de incarcare scade treptat pana ajunge la o valoare de sub 0.05C.

a)



b)

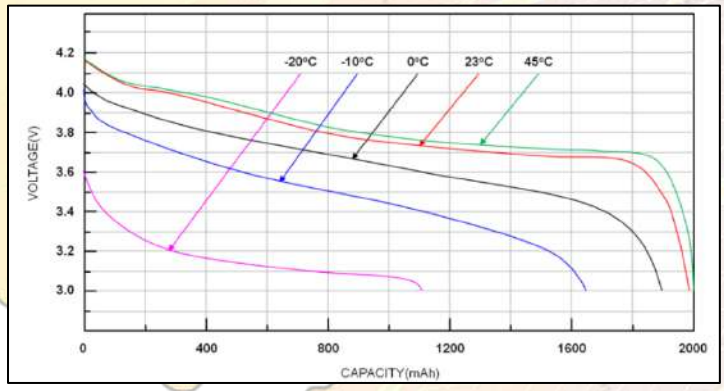


Fig. 14 – a) Curba de descarcare a celulei Litiu – Ion / Litiu - Halogenura Metalica (LMX) la diferite rate de descarcare

b) Tensiunea si capacitatea celulei functie de temperatura

2. BMS (Battery Management System)

Un sistem de gestionare a bateriei (BMS) este un sistem electronic care gestionează o baterie reîncărcabilă (celulă sau pachet de baterii). Acesta are rolul in protejarea bateriei de funcționare în afara zonei sale de siguranță, monitorizarea stării sale, calcularea datelor secundare, raportarea acestor date, controlul mediului său si echilibrarea acesteia. Sistemele de gestionare a bateriilor nu au un set fix sau unic de criterii care trebuie adoptate.

Domeniul de proiectare a tehnologiei și caracteristicile implementate se corelează, în general, cu:

- Costurile, complexitatea și dimensiunea pachetului de baterii
- Aplicația bateriei și orice preocupări legate de siguranță, durată de viață și garanție
- Cerințele de certificare impuse de diverse reglementări guvernamentale, unde costurile și sancțiunile sunt primordiale în cazul în care există măsuri de siguranță funcțională inadecvate

Siguranța funcțională este de cea mai mare importanță pentru un BMS. Este esențial ca, în timpul operațiunilor de încărcare și descărcare, să se evite ca tensiunea, curentul și temperatura oricărei celule sau oricărui modul aflat sub control de supraveghere să depășească limitele SOA definite. În cazul în care limitele sunt depășite pentru o perioadă de timp, nu numai că un pachet de baterii potențial costisitor este compromis, dar pot apărea și condiții periculoase de fugă termică. În plus, limitele de prag de tensiune inferioară sunt, de asemenea, monitorizate riguros pentru protecția celulelor litiu-ion și pentru siguranța funcțională. Dacă bateria Li-ion rămâne în această stare de tensiune scăzută, pe anod ar putea crește în cele din urmă dendrite de cupru, ceea ce poate duce la rate ridicate de autodescărcare și poate ridica posibile probleme de siguranță. Densitatea energetică ridicată a sistemelor alimentate cu litiu-ion are un preț care lasă puțin loc pentru erori de gestionare a bateriei. Mulțumită BMS și îmbunătățirilor aduse litiului-ion, aceasta este una dintre cele mai de succes și mai sigure chimii de baterii disponibile în prezent.

Performanța pachetului de baterii este următoarea caracteristică cea mai importantă a unui BMS, iar acest lucru implică managementul electric și termic. Pentru a optimiza din punct de vedere electric capacitatea totală a bateriei, este necesar ca toate celulele din pachet să fie echilibrate, ceea ce implică faptul că SOC-ul celulelor adiacente din întregul ansamblu este aproximativ echivalent.

Acest lucru este extrem de important, deoarece nu numai că se poate realiza o capacitate optimă a bateriei, dar ajută la prevenirea degradării generale și reduce potențialele puncte fierbinți cauzate de supraîncărcarea celulelor slabe. Bateriile litiu-ion ar trebui să evite descărcarea sub limitele de tensiune joasă, deoarece acest lucru poate duce la efecte de memorie și la pierderi semnificative de capacitate. Procesele electrochimice sunt foarte sensibile la temperatură, iar bateriile nu fac excepție. Atunci când temperatura mediului scade, capacitatea și energia disponibilă a bateriei scad semnificativ. În consecință, un BMS poate activa un încălzitor extern. În plus, deoarece încărcarea celulelor litiu-ion la temperaturi scăzute este în detrimentul duratei de viață a bateriei, este important ca mai întâi să se ridice suficient de mult temperatura bateriei. Cele mai multe celule litiu-ion nu pot fi încărcate rapid la o temperatură mai mică de 5°C și nu ar trebui să fie încărcate deloc atunci când sunt sub 0°C. Pentru o performanță optimă în timpul utilizării operaționale tipice, managementul termic al BMS se asigură adesea că o baterie funcționează într-o regiune îngustă de funcționare (de exemplu, 30 - 35°C). Acest lucru protejează performanța, promovează o durată de viață mai lungă și favorizează un pachet de baterii sănătos și fiabil.

3. PCS (Power Conversion System) Sistemul de conversie

Sistemul de conversie a energiei (PCS) este o parte esențială a oricărui sistem de stocare a energiei. Acestea contribuie la maximizarea utilizării sistemului de stocare a energiei pentru a asigura operabilitatea și rentabilitatea pe termen lung a unui proiect. În cel mai bun caz, un PCS nu convertește pur și simplu de la curent continuu la curent alternativ, ci este esențial pentru a maximiza disponibilitatea, valoarea și performanța sistemelor de stocare a energiei de dimensiuni mari sau mici. Pe măsură ce sistemele de stocare a energiei trebuie să cumuleze mai multe valori, un PCS inteligent este și mai important pentru a optimiza performanța sistemului și veniturile proiectului. În special în cazul sistemelor mai mici, o mare parte din inteligența crucială necesară este încorporată în PCS, făcând din acesta "creierul" întregului sistem

Pentru a realiza conversia bidirecțională a energiei electrice, un sistem de conversie a energiei (PCS – Power Conversion System) este componenta interconectată între sistemul de stocare a energiei în baterii și rețeaua electrică. Într-un sistem stand-alone, PCS asigură încărcarea bateriilor în funcție de necesarul de stocare și de strategia de operare a sistemului. Atunci când este necesară alimentarea consumatorilor, PCS furnizează energie electrică utilizând energia stocată în baterii,

asigurând astfel gestionarea bidirecțională a fluxului de energie între sistemul de stocare și rețeaua electrică.

Convertorul de stocare a energiei (PCS – Power Conversion System) este alcătuit din circuite și componente hardware și software destinate alimentării, controlului, protecției și monitorizării sistemului. În funcție de tipul rețelei electrice la care este conectat, PCS-ul poate fi de două tipuri: **monofazat** și **trifazat**.

PCS-ul monofazat este alcătuit, de regulă, dintr-un convertor bidirecțional DC-DC pentru adaptarea tensiunii și dintr-un convertor DC/AC pentru conversia energiei între curent continuu și curent alternativ. Terminalul de curent continuu este, în mod uzual, de 48 Vcc, iar terminalul de curent alternativ este de 220 Vca.

PCS-ul trifazat este destinat sistemelor conectate la rețele electrice trifazate și permite conversia bidirecțională a energiei între sistemul de baterii și rețeaua de curent alternativ.

PCS-ul trifazat de mică putere este alcătuit dintr-un convertor bidirecțional DC-DC de tip buck-boost și un convertor DC/AC realizat în două trepte. PCS-ul trifazat de mare putere utilizează, în principal, un convertor DC/AC pentru realizarea conversiei energiei între sistemul de baterii și rețeaua electrică.

În funcție de configurația constructivă, convertoarele de stocare a energiei pot utiliza o arhitectură neizolată, în care conversia energiei se realizează fără separare galvanică între partea de curent continuu și partea de curent alternativ. Această configurație este utilizată în special pentru sistemele PCS de putere medie și mare, datorită eficienței ridicate și a reducerii complexității și pierderilor asociate transformatoarelor de izolare.

Parametrii tehnici importanți ai convertoarelor de stocare a energiei: tensiunea sistemului de stocare, factorul de putere, puterea de vârf, eficiența de conversie, timpului de comutare etc. , selectarea acestor parametri are o mare influență asupra funcției sistemului de stocare a energiei.

Convertoarele de stocare a energiei au în principal două moduri de funcționare: conectate la rețea și în afara rețelei. Modul conectat la rețea realizează conversia bidirecțională a energiei între pachetul de baterii și rețea. Cu caracteristicile invertoarelor conectate la rețea, cum ar fi anti-

izolare, urmărirea automată a fazei și frecvenței tensiunii de rețea, trecerea prin tensiune joasă etc., în funcție de cerințele de dispecerizare a rețelei sau de control local, PCS convertește energia de curent alternativ din rețea în energie de curent continuu, încărcând pachetul de baterii, are funcția de gestionare a încărcării și descărcării bateriei; în timpul perioadei de vârf de sarcină a rețelei, inversează energia de curent continuu a pachetului de baterii în energie de curent alternativ și o alimentează înapoi în rețeaua publică; atunci când calitatea energiei electrice nu este bună, alimentează rețeaua electrică sau absoarbe energia activă, asigură compensarea energiei reactive etc. Modul de funcționare în afara rețelei, cunoscut și sub denumirea de funcționare izolată a rețelei, înseamnă că sistemul de conversie a energiei (PCS) poate fi deconectat de la rețeaua principală în funcție de nevoile reale și de cerințele stabilite și furnizează sarcini parțiale locale cu curent alternativ care respectă cerințele de calitate a energiei electrice. rețelei. energie electrică.

4. Postul de transformare

Posturile trebuie să fie concepute pentru a fi uşor transportabile la locul de instalare, punerea în funcţiune făcându-se într-un timp foarte scurt şi cu costuri minime. Practic instalarea să fie redusa la amenajarea terenului, racordarea cablurilor şi a prizei de pământ. Posturile de transformare în anvelope vor fi compuse din:

- Anvelopa de metal sau beton, amplasata pe o fundaţie de beton;
- Echipamentele de medie tensiune;
- Echipamentele de joasă tensiune;
- Transformatoarul de putere;

Posturile PTAB vor fi realizate din anvelope prefabricate acesta având două cabine cu intrare separată. Astfel fiecare anvelopă prefabricată va fi formată din:

- cabină pentru echipamentele de medie si joasa tensiune,
- cabină cu compartiment pentru transformatorul de putere.

Anvelopa va fi astfel dimensionată încât exploatarea echipamentelor să se facă din interiorul acesteia.

Volumul compartimentului destinat pentru recuperarea uleiului este astfel dimensionat încât să poată acumula întreaga cantitate de ulei a transformatorului cu care este echipat postul de transformare.

Cabina propriu zisă va fi o structură spaţială prefabricată integral, rezistenta şi uşoara, din metal sau beton. Cabina prefabricată va fi executată din planşeu, pereţi prefabricaţi şi fundatia turnată după montare. Panta acoperişului, va fi de minim 2% şi va permit scurgerea apei, fără să fie necesară streaşină.

Uşile, din oţel zincat sau aluminiu, sunt robuste şi astfel construite încât să asigure un grad de rezistenţă mare la coroziune. Fiecare uşă va fi prevăzută cu ramă şi feronerie şi va avea una sau două grile de ventilaţie (funcţie de gradul de ventilaţie care trebuie asigurat pentru aparataj) montate în partea superioară şi cea inferioară a uşii. Pardoseala va prezenta o înclinaţie pentru evacuarea apei care poate să intre accidental (furtuni, ploi torenţiale îndelungate, etc.).

Uşile vor fi dotate un sistem solid de închidere. În cazul uşii în 2 canate, uşa mică va avea dispozitiv interior care blochează deschiderea ei. Uşile se vor deschide spre exterior şi se vor rabata complet pe planul peretelui.

Postul are un finisaj îngrijit, suprafeţele exterioare şi interioare fiind regulate şi netede. Finisajele exterioare sunt realizate cu materiale hidroizolante, lavabile, cu o extrem de bună comportare în timp, care asigură protecţia eficientă a betonului (in cazul anvelopei de beton).

Echipamentul de medie tensiune din postul de transformare va fi pentru tensiunea de 20 kV.

5. HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning):

Instalatia HVAC (in traducere incalzire, ventilatie si aer conditionat) este o parte integrata a sistemeului de stocare a energiei si are rolul de a regla temperatura si umiditatea interna a modului de stocare atat prin recircularea aerului in interiorul camerei cat si prin evacuarea aerului in exterior.

Gestionarea termică adecvată a bateriilor este esențială pentru fiabilitatea și fezabilitatea economică a instalațiilor de stocare. Managementul termic asigură conformitatea cu cerințele de

garanție ale producătorului de baterii. În lipsa managementului termic, instalațiile pot suferi întreruperi costisitoare sau pot avea o reducere a capacității lor pe toată durata de viață. Următoarele informații explică conceptele de bază pentru răcirea corectă a bateriilor litiu-ion.

Principalul factor determinant pentru proiectarea HVAC a unei instalații de baterii este reprezentat de cerințele obligatorii de garanție emise de producătorul bateriei. Aceste cerințe indică temperaturile, umiditatea și nivelurile de praf admisibile. Umiditatea și praful pot fi atenuate relativ ușor prin dezumidificare și filtre adecvate, dar respectarea corespunzătoare a cerințelor de temperatură poate fi mai complexă.



Fig. 15 – Sistemul HVAC

Un alt aspect care devine crucial în proiectarea unei unități HVAC este obținerea unui flux de aer adecvat. Multe modele de module de baterii răcite cu aer sunt prevăzute cu un ventilator intern pentru a ajuta la împingerea aerului rece prin modulele de baterii. Pot exista zeci, dacă nu chiar sute, de astfel de ventilatoare într-o cameră de baterii. În cazul în care unitatea HVAC nu poate egala sau, în mod ideal, depășește cu puțin debitul de aer total al ventilatorului bateriei, rezultatul

va fi un culoar rece presurizat negativ. Acest lucru poate cauza aspirarea aerului cald din culoarul cald înapoi în culoarul rece, ceea ce ar putea duce la nerespectarea temperaturilor de garanție. Debitul de aer pe tonă de unități HVAC poate fi de până la 600-800 CFM/tonă, cu mult peste valoarea normală de 350-400 CFM/tonă. În cazul în care modulele de baterii nu conțin un ventilator intern, echipa de proiectare va trebui să se asigure că culoarul rece are un nivel constant de presurizare pe tot parcursul acestuia, astfel încât un volum similar de aer să circule prin toate modulele de baterii.

6. Instalatie de protectie la incendiu

Sistemele de stocare a energiei sunt echipate cu echipamente de protectie la incendiu. Pentru a intelege functionarea acestora, avem prezentat mai jos etapele ce apara in cazul unui pericol de incendiu.

Etapa 1 O celulă a bateriei este compromisă prin defecțiuni mecanice, un eveniment termic intern sau extern sau printr-o defecțiune electrică.

Etapa 2 Cantități mici de gaz, de obicei hidrogen, sunt generate și eliberate din celulă cu o eliberare însoțitoare de căldură; aceasta este cunoscută sub denumirea de „eliberare de gaze”.

Etapa 3 Odată cu creșterea nivelului de căldură, fumul începe să iasă din celulă. Prezența fumului indică un eveniment catastrofal iminent în care aprinderea termică sunt rezultatele probabile.

Etapa 4 Urmează incendiu și este probabilă o defecțiune a reacției în lanț a celulelor adiacente, împreună cu posibilitatea de explozie.

Prevenirea si gestionarea situatiilor ce apara in cadrul etapelor 1 si 2 sunt gestionate de catre BMS care manageriaza toti parametrii si citeste valori de temperatura, emisii de gaze etc din incinta si ia masuri pe baza acestora. In cazul foarte putin probabil in care BMS nu poate gestiona situatia si pericolul este imminent, intervine instalatia de stingere a incediilor. După detectarea gazelor, următoarea oportunitate de detectare a incendiului este reprezentată de producerea de fum. În acest caz, un detector de fum se alarmează, iar semnalul declanșează un sistem de stingere a incendiilor care se activează.

Având în vedere natura periculoasă specială a SSE cu ioni de litiu, sistemele speciale de stingere a incendiilor sunt solutia. Sistemele tradiționale de stingere a incendiilor sunt adesea ineficiente. Sistemele de sprinklere, de exemplu, desi testele au demonstrat că acestea sunt eficiente în stingerea unui incendiu de baterie cu litiu-ion, există încă dezavantaje în utilizarea lor.

Aplicarea apei pe electronice poate provoca defecțiuni electrice (cum ar fi scurtcircuite în BESS). În plus, este posibilă deteriorarea bateriilor din jur nearse. Instalarea în rack a celulelor împiedică adesea apa să ajungă la foc. Există o îngrijorare cu privire la impactul asupra mediului al aplicării de cantități de apă în timpul activităților de suprimare care pot pătrunde în apele subterane. Această apă trebuie să fie conținută și procesată printr-o instalație de tratare a apei. În cele din urmă, multe SSE sunt situate în zone îndepărtate unde alimentarea cu apă este limitată sau nu este disponibilă.

Opțiunea optima pentru stingerea incendiilor in cadrul sistemelor de stocare a energiei este solutia cu aerosoli condensați, o tehnologie dovedită care este disponibilă și ușor de instalat. Unitățile de aerosoli condensați acționează ca un sistem de inundare totală absorband caldura generata. Caracteristicile suplimentare ale unităților de aerosoli condensați sunt: intreținerea redusă si faptul ca nu implica un impact asupra mediului.

La activare, unitățile de aerosoli condensați descarcă o suspensie ultrafină de particule de potasiu puternic ionizate pentru suprimarea incendiilor. Aceste particule se leagă de radicalii liberi produși prin ardere. Acest lucru întrerupe calea de reacție a focului, rezultând suprimarea. În SSE, particulele rămân suspendate în aer timp de până la douăzeci de minute, oferind protecție împotriva refluxului, pericol care trebuie recunoscut. Datorită naturii SSE și a faptului că vaporii inflamabili și căldura rămân în recipient după stingere, trebuie avut grijă la deschiderea incintei.

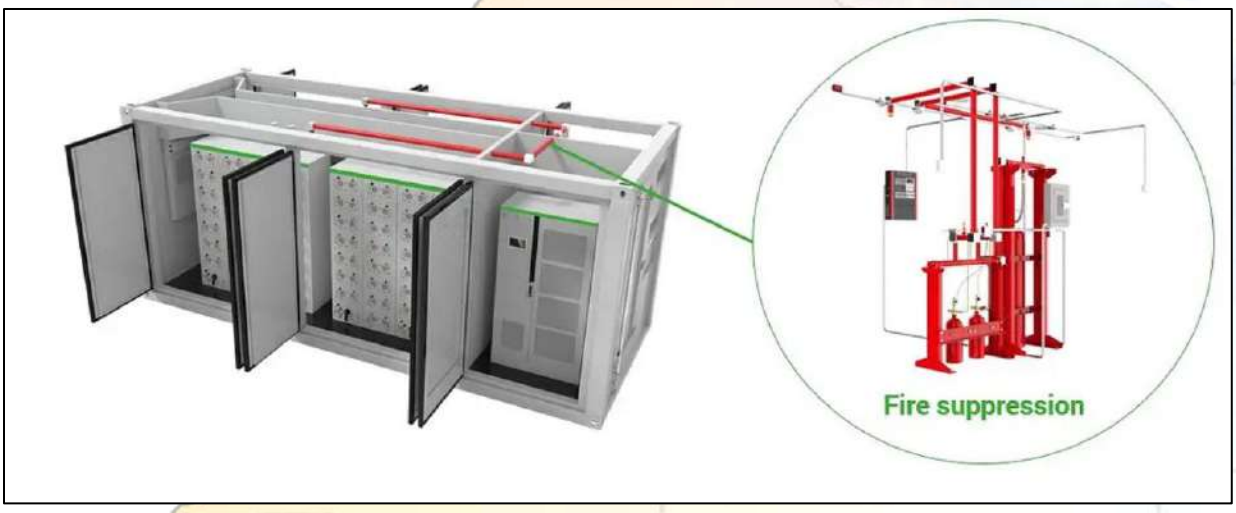


Fig. 16 – Sistemul de prevenire si stingere a incendiului

Scenariile tehnice propuse spre analiza tehnico-economica pentru capacitatea de stocare se regasesc in tabelul de mai jos:

Tabel 2 – Scenarii tehnice propuse

Scenariul	Capacitate de stocare a energiei [MWh]	Putere capacitate de stocare [MW]	Curba de incarcare/descarcare
A	**609.55**	**150.78**	**0.25C, ¼ ore**
B	**304.78**	**150.78**	**0.5C, ½ ore**

Cele două variante alese pentru comparație presupun configuratii care folosesc echipamente similare cu aceleasi caracteristici tehnice minimale si aceasi putere de incarcare / descarcare insa capacitati de stocare diferite, implicit rate diferite incarcare/ descarcare si costuri investitionale diferite.

Astfel:

- **Scenariul A – 609.55 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.25C, ¼ore**

- **Scenariul B – 304.78 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.50C, ½ ore**

Echipamentele și instalațiile care vor fi utilizate pentru realizarea obiectivului de investiții vor respecta, la nivel minim, caracteristicile tehnice și funcționale prevăzute în prezentul Studiu de Fezabilitate, astfel încât soluția implementată să asigure atingerea parametrilor tehnici și funcționali propuși prin proiect. Cerințele tehnice prezentate în cadrul Studiului de Fezabilitate au caracter de cerințe minimale, iar echipamentele selectate în etapa de implementare vor trebui să îndeplinească cel puțin aceste cerințe, fără a limita posibilitatea utilizării unor soluții tehnice cu performanțe superioare, în măsura în care acestea sunt compatibile cu obiectivele investiției și cu condițiile de racordare.

Soluția tehnică prezentată în cadrul Studiului de Fezabilitate reprezintă soluția de principiu și baza tehnico-economică pentru dezvoltarea investiției, urmând ca aceasta să fie definitivată în etapele ulterioare de proiectare. În etapa de proiectare se vor elabora documentațiile tehnice necesare, până la nivelul Proiectului Tehnic și Detaliilor de Execuție (P.Th. + D.E.), ocazie cu care vor fi stabilite în mod detaliat configurația finală a instalației, dimensionarea tuturor componentelor, schemele electrice, soluțiile constructive, sistemele de protecție, comandă și monitorizare, precum și toate celelalte elemente necesare realizării și punerii în funcțiune a obiectivului.

De asemenea, furnizorii și modelele concrete de echipamente vor fi stabiliți în etapa de implementare a investiției, în conformitate cu procedura de achiziție aplicabilă și cu prevederile Ghidului de finanțare. Documentația de achiziție va cuprinde cerințe tehnice clare și nediscriminatorii, fundamentate pe caracteristicile minimale stabilite prin prezentul Studiu de Fezabilitate și dezvoltate ulterior în documentațiile tehnice aferente proiectului.

Alegerea echipamentelor și a furnizorilor se va realiza cu respectarea principiilor aplicabile investițiilor finanțate din fonduri nerambursabile, precum și a prevederilor Ghidului de finanțare, legislației naționale în vigoare, reglementărilor tehnice aplicabile, condițiilor de racordare și cerințelor operatorului de rețea, după caz.

În etapa de proiectare și achiziție se va urmări menținerea parametrilor tehnici și funcționali fundamentali ai investiției prevăzuți în prezentul Studiu de Fezabilitate. Orice eventuală

optimizare sau modificare a soluției tehnice va fi analizată și fundamentată din punct de vedere tehnic, economic și funcțional, astfel încât să nu conducă la diminuarea performanțelor asumate prin proiect și să respecte condițiile de eligibilitate și de finanțare aplicabile.

Prin urmare, specificațiile tehnice finale, soluția constructivă detaliată, configurația echipamentelor și furnizorii acestora nu constituie elemente definitive la nivelul prezentului Studiu de Fezabilitate, acestea urmând a fi stabilite în etapele ulterioare de proiectare și achiziție, cu respectarea parametrilor minimali și a cerințelor fundamentale stabilite prin documentația de față.

Capacitatea de stocare a energiei propusa in cadrul proiectului, in cele doua scenarii, cuprinde următoarele componente principale, care se pot observa in figura de mai jos:

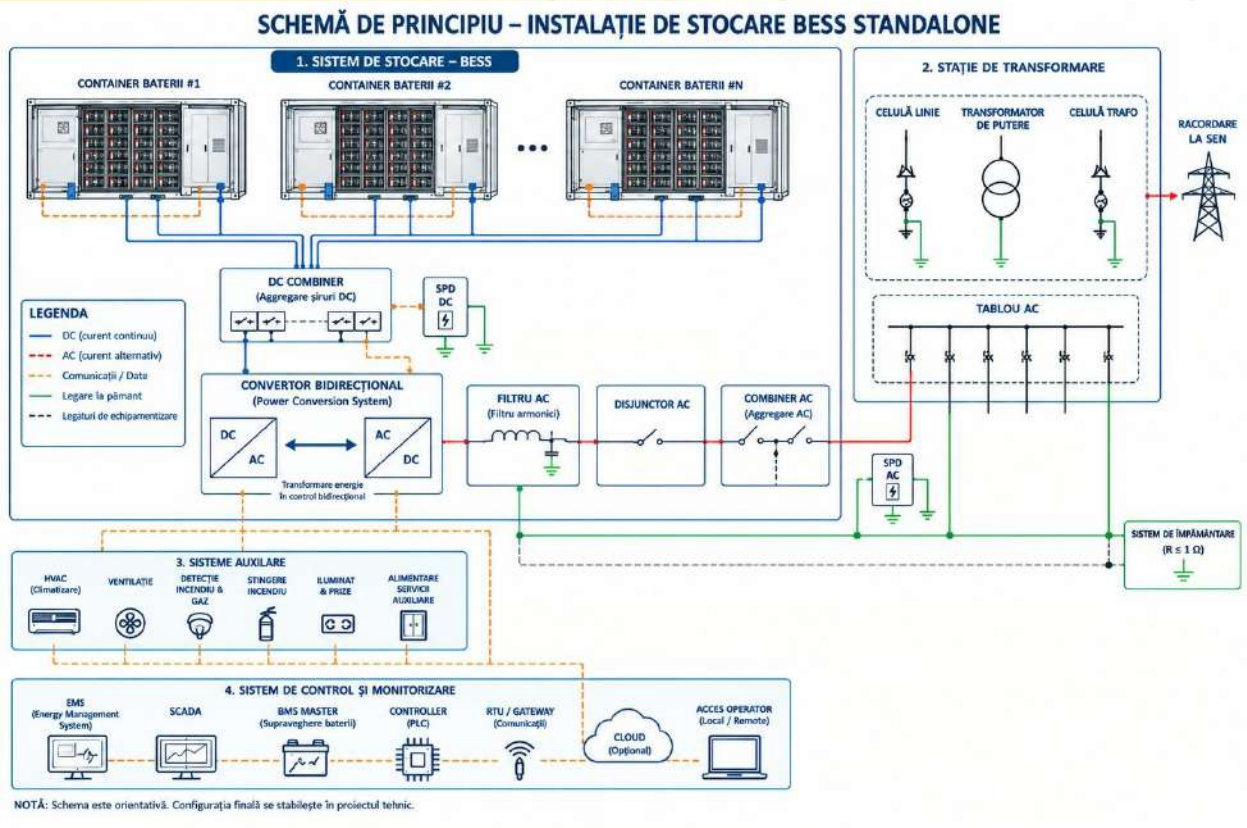


Fig. 17 – Schema de principiu a instalației de stocare autonome (stand-alone)

Sumarizare date tehnice capacitate de stocare – Scenariul A

Capacitatea de stocare a energiei propusa în cadrul acestui scenariu este determinata de:

- baterii amplasate în 72 containere, fiecare container având o energie instalată de 8466 kWh respectiv capacitatea de 530 Ah. Sistemul de management al bateriei protejează container-ul la minimă tensiune, supratensiune și supratemperatură. Solutia poate fi realizata containerizat sau in cladiri proiectate dedicat astfel incat sa sustina container-urile de baterii si toate sistemele de comanda, control si protectie.
- convertoare de putere: 19 Invertoare cu urmatoarele caracteristici:

Parametri DC

- Tensiune DC max: 1500V
- Curent DC max: 2245A×4
- Domeniu tensiune baterie: 1000~1500V
- Număr intrări DC: 4

Parametri AC (On-Grid)

- Putere AC minima a PCS-urilor (in total): 150.78 MW
- Domeniu tensiune AC PCS: 607~759V (reglabil)
- Curent AC max PCS: 3680A (total) / 1841A×4
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
- Distorsiune armonică (THDi): <1,5% (la sarcină 100%)
- Factor de putere: -1 ~ +1

Parametri AC (Off-Grid)

- Tensiune AC nominală PCS: 690V, 3W+PE
- Domeniu tensiune AC: 607~759V (reglabil)
- Distorsiune tensiune AC: <1,5% (sarcină liniară 100%)
- Componentă tensiune DC: <0,5% Un (sarcină liniară echilibrată)
- Capacitate sarcină dezechilibrată: 100%
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
-

- LES 110 kV nou proiectat: cca. 1.000 m lungime, între stația 110 kV IS Işalnița (nou proiectată, 150.78 MW) și stația 220/110 kV Işalnița
- celulă de racordare 110 kV: 1 buc. (nouă, montată la bara 110 kV din stația 220/110 kV Işalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4)
- întrerupător 110 kV: 1 buc.
- transformatoare de curent 110 kV, 1200A/1/1/1/1/1A, clasa 0,2s: 3 buc.
- transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2: 3 buc.
- ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP: 1 buc.
- descărcătoare 110 kV: 3 buc.
- punct de racordare la SEN: celula nouă LES 110 kV IS Işalnița din stația 220/110 kV Işalnița
- punct de interfață cu rețeaua: bara de 33 kV din instalația beneficiarului

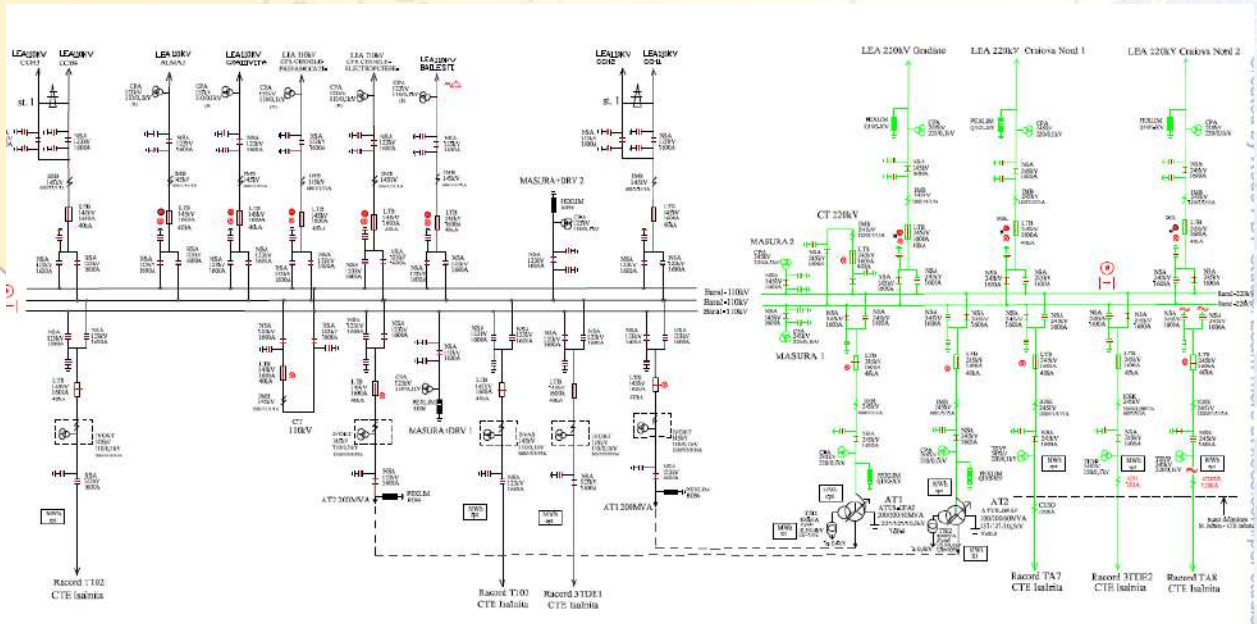


Fig. 18 – Plan de situatie propusa - Scenariul A

Amplasarea bateriilor de stocare (module si rack-uri) se va realiza într-un container sau într-un spațiu interior special amenajat, care să asigure siguranța, eficiența și protecția împotriva factorilor de mediu. Aceste spații vor fi concepute pentru a oferi condiții optime de temperatură, ventilație și securitate, astfel încât să prevină riscurile asociate cu bateriile, cum ar fi supraîncălzirea sau scurgerile de substanțe chimice.



Fig. 19 – Plan de situatie propusa - Scenariul A

Capacitati de stocare

Cele 72 de containere cu o capacitate de 8.466 MWh permit realizarea unei capacitatea de stocare totală de **609.55 MWh**.

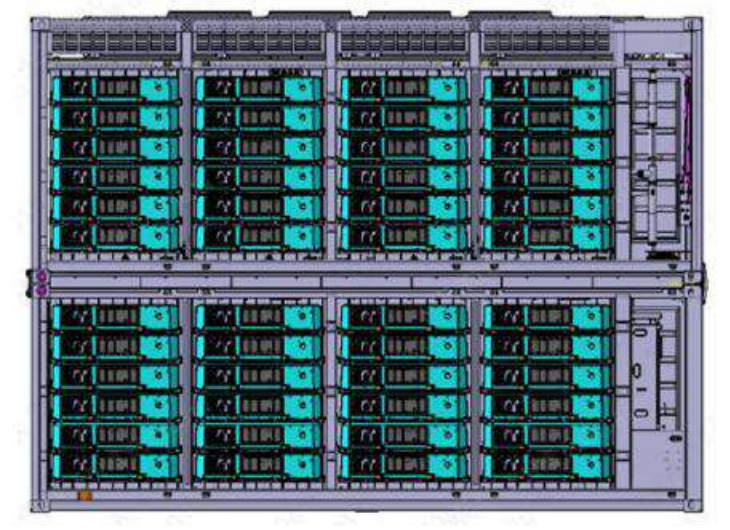


Fig. 20 – Schita orientativa container de stocare

Acestea vor avea urmatoarele caracteristici tehnice (sau similar):

Tabel 3 – Date tehnice container

Caracteristica	Date tehnice
Tensiunea nominala c.c.	1040 V DC – 1500 V DC
Tensiunea maxima c.c.	1500V DC
Capacitatea nominala	8466 kWh
Capacitate celula	530 Ah
Rata de incarcare/descarcare	≤0.5P
Curent nominal de încărcare/descărcare	1590 A x 2
Curent maxim de încărcare/descărcare	2035,2 A, timp de 1 minut
Putere nominală de încărcare/descărcare	2116,6 kW
Dimensiuni (Lxhxl)	4500 mm × 6058 mm × 2438 mm
Configuratia sistemului de racire - incalzire	Răcire lichidă (Liquid Cooling)

Conform configuratiei stabilite capacitatea de stocare este alcatuita din 72 baterii de stocare, fiecare baterie de stocare având o energie instalată de 8466 kWh, respectiv capacitatea de 530 Ah. Sistemul de management al bateriei protejează container-ul la minimă tensiune, supratensiune și

supratemperatură. Solutia poate fi realizata containerizat sau in cladiri proiectate dedicat astfel incat sa sustina container-urile de baterii si toate sistemele de comanda, control si protectie.

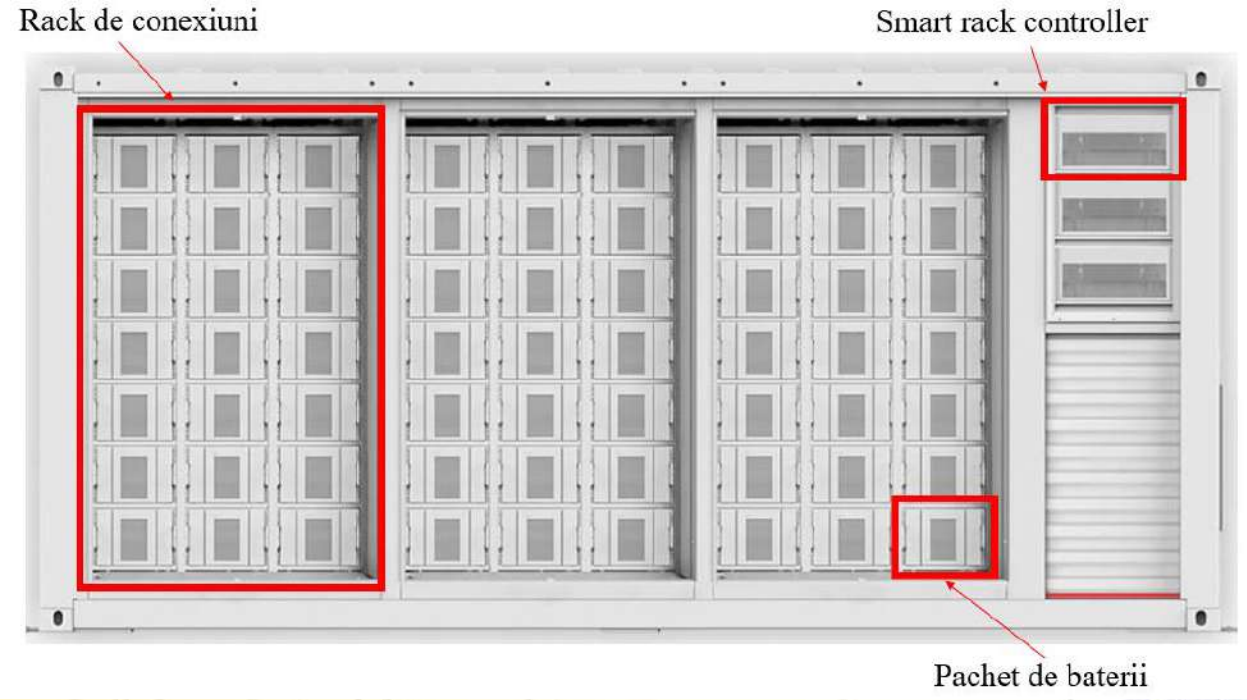


Fig. 21 – Model descriptiv al unui container de baterii de stocare

Convertoare pentru sistemul de stocare (PCS-uri)

Pentru transformarea tensiunii de utilizare a containerului de stocare (continua) în tensiune alternativă, care permite injectarea energiei in SEN se vor folosi un numar de **19 invertoare** avand urmatoarele caracteristici**:**

Tabel 6 – Date tehnice – PCS

Caracteristica	Date tehnice
Tip echipament	Stație turnkey cu PCS central + transformator MT integrat (1500V)
Configurație	4 intrări DC, PCS central, transformator MT + RMU pre-asamblate, container 40ft

Putere aparentă nominală	150.78 MW
Tensiune nominală AC	690V, 3W+PE
Frecvență nominală	50/60 Hz
Tensiune maximă DC	1500 V
Curent DC maxim	2245A×4
Randament maxim	99% (PCS Max. efficiency); 98,5% (eficiență europeană)
Factor de putere	-1 ~ +1
Funcționare	On-Grid și Off-Grid
Moduri de operare	Suportă funcție grid-forming; răspuns la nivel de milisecunde către EMS/SCADA
Sisteme de control	Comunicație: RS485/CAN/Ethernet/Bluetooth
Protecții principale	DC Fuse, DC SPD, DC EMI Filter, DC Load Break Switch, soft start, AC Breaker, AC SPD, AC EMI Filter, LC Filter (conform diagramei de circuit)

Acestea vor avea urmatoarele caracteristici tehnice (sau similar):

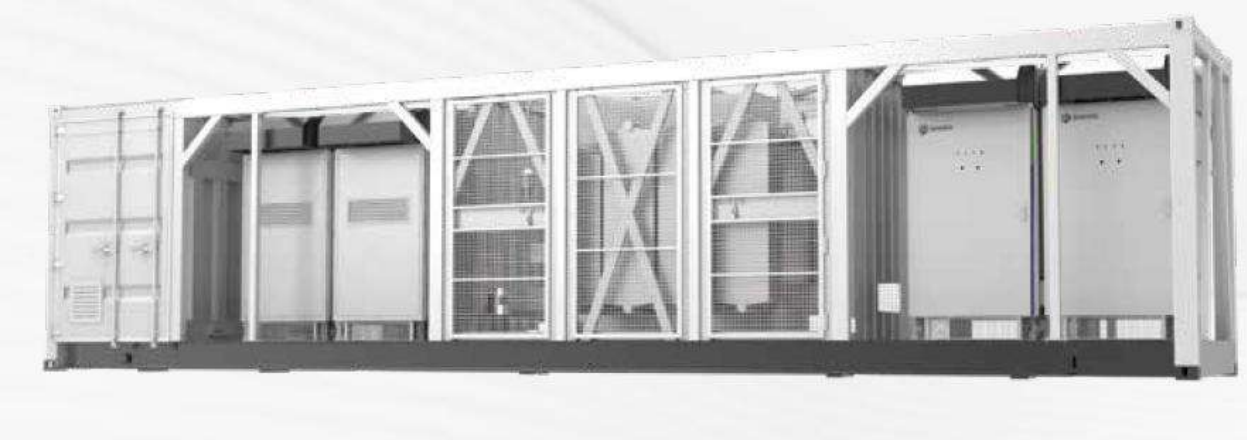


Fig. 20 – Schita orientativa PCS integrate

Sumarizare date tehnice capacitate de stocare – Scenariul B

Capacitatea de stocare a energiei propusa în cadrul acestui scenariu este determinata de:

- baterii amplasate într-o solutie containerizata ce utilizeaza 36 de containere cu o capacitate de 8.466 MWh.
- convertoare de putere: 19 Invertoare cu urmatoarele caracteristici:

Parametri DC

- Tensiune DC max: 1500V
- Curent DC max: 2245A×4
- Domeniu tensiune baterie: 1000~1500V
- Număr intrări DC: 4

Parametri AC (On-Grid)

- Putere AC minima a PCS-urilor (in total): 150.78 MW
- Domeniu tensiune AC PCS: 607~759V (reglabil)
- Curent AC max PCS: 3680A (total) / 1841A×4
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
- Distorsiune armonică (THDi): <1,5% (la sarcină 100%)
- Factor de putere: -1 ~ +1

Parametri AC (Off-Grid)

- Tensiune AC nominală PCS: 690V, 3W+PE
- Domeniu tensiune AC: 607~759V (reglabil)
- Distorsiune tensiune AC: <1,5% (sarcină liniară 100%)
- Componentă tensiune DC: <0,5% Un (sarcină liniară echilibrată)
- Capacitate sarcină dezechilibrată: 100%
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
-

- LES 110 kV nou proiectat: cca. 1.000 m lungime, între stația 110 kV IS Işalnița (nou proiectată, 150.78 MW) și stația 220/110 kV Işalnița

- celulă de racordare 110 kV: 1 buc. (nouă, montată la bara 110 kV din stația 220/110 kV Ișalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4)
- întrerupător 110 kV: 1 buc.
- transformatoare de curent 110 kV, 1200A/1/1/1/1/1A, clasa 0,2s: 3 buc.
- transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2: 3 buc.
- ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP: 1 buc.
- descărcătoare 110 kV: 3 buc.
- punct de racordare la SEN: celula nouă LES 110 kV IS Ișalnița din stația 220/110 kV Ișalnița
- punct de interfață cu rețeaua: bara de 33 kV din instalația beneficiarului

Amplasarea bateriilor de stocare se va realiza într-un container sau într-un spațiu interior special amenajat, care să asigure siguranța, eficiența și protecția împotriva factorilor de mediu. Aceste spații vor fi concepute pentru a oferi condiții optime de temperatură, ventilație și securitate, astfel încât să prevină riscurile asociate cu bateriile, cum ar fi supraîncălzirea sau scurgerile de substanțe chimice.



Fig. 16 – Plan de situatie propusa - Scenariul B

Containere sistem de stocare 8.466 MWh

Cele 36 de containere **cu o capacitate de 8.466 MWh** permit realizarea unei capacitatea de stocare totală de **304.78 MWh**.

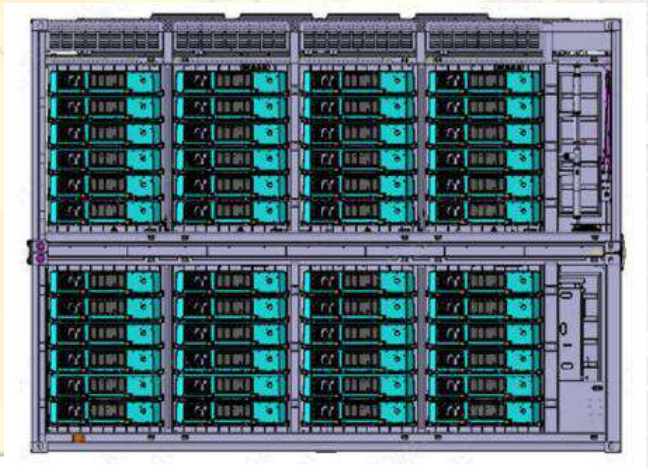


Fig. 22 – Schita orientativa container stocare

Acestea vor avea urmatoarele caracteristici tehnice (sau similar):

Tabel 3 – Date tehnice container de stocare

Caracteristica	Date tehnice
Tensiunea nominala c.c.	1040 V DC – 1500 V DC
Tensiunea maxima c.c.	1500V DC
Capacitatea nominala	8466 kWh
Capacitate celula	530 Ah
Rata de incarcare/descarcare	≤0.5P
Curent nominal de încărcare/descărcare	1590 A x 2
Curent maxim de încărcare/descărcare	2035,2 A, timp de 1 minut
Putere nominală de încărcare/descărcare	2116,6 kW
Dimensiuni (Lxhxl)	4500 mm × 6058 mm × 2438 mm
Configuratia sistemului de racire - incalzire	Răcire lichidă (Liquid Cooling)

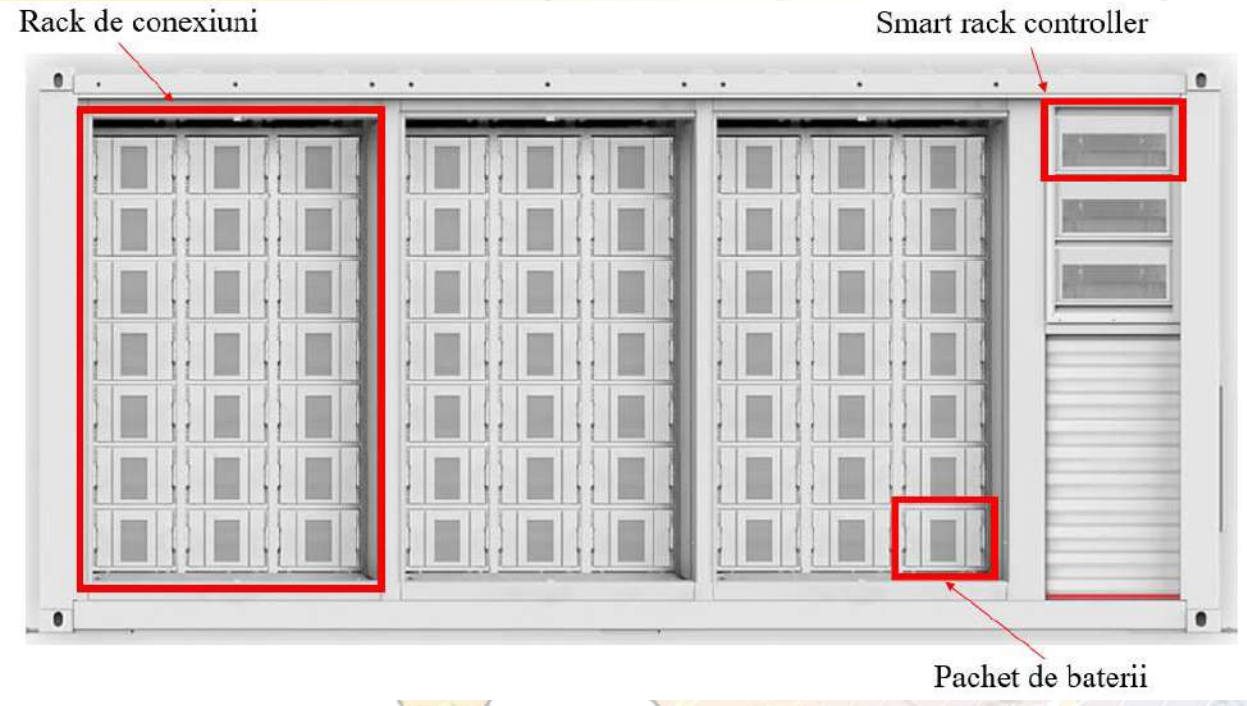


Fig. 23 – Model descriptiv al unui container de baterii de stocare

Convertoare pentru sistemul de stocare PCS

Pentru transformarea tensiunii de utilizare a containerului de stocare (continua) în tensiune alternativă, care permite injectarea energiei in SEN se vor folosi un numar de **19 invertoare** avand urmatoarele caracteristici**:**

Tabel 6 – Date tehnice – PCS

Caracteristica	Date tehnice
Tip echipament	Stație turnkey cu PCS central + transformator MT integrat (1500V)
Configurație	4 intrări DC, PCS central, transformator MT + RMU pre-asamblate, container 40ft
Putere aparentă nominală	150.78 MW
Tensiune nominală AC	690V, 3W+PE
Frecvență nominală	50/60 Hz
Tensiune maximă DC	1500 V
Curent DC maxim	2245A×4
Randament maxim	99% (PCS Max. efficiency); 98,5% (eficiență europeană)
Factor de putere	-1 ~ +1
Funcționare	On-Grid și Off-Grid
Moduri de operare	Suportă funcție grid-forming; răspuns la nivel de milisecunde către EMS/SCADA
Sisteme de control	Comunicație: RS485/CAN/Ethernet/Bluetooth
Protecții principale	DC Fuse, DC SPD, DC EMI Filter, DC Load Break Switch, soft start, AC Breaker, AC SPD, AC EMI Filter, LC Filter (conform diagramei de circuit)

Acestea vor avea urmatoarele caracteristici tehnice (sau similar):

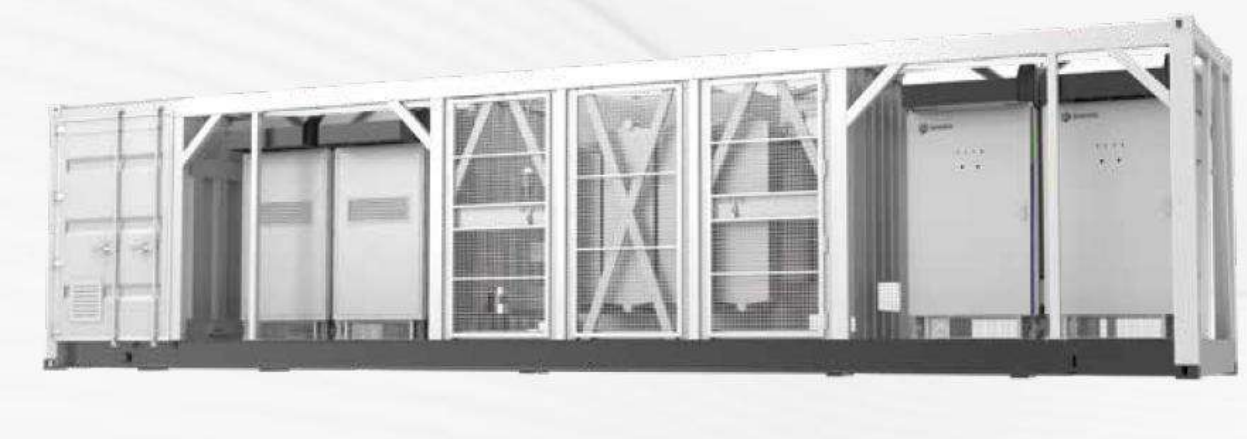


Fig. 20 – Schita orientativa PCS integrate

Statie de transformare

Pentru a facilita transportul energiei in SEN, in cadrul ambelor scenarii se va utiliza o statie inteligenta de transformare MV skid, de tip container. Aceasta statie asigura conversia energiei electrice de la joasa tensiune, la care opereaza convertoarele PCS ale bateriilor, catre medie tensiune, necesara pentru injectarea energiei in reteaua electrica sau pentru alimentarea unor consumatori industriali. In plus, statia are rolul de a proteja sistemul prin echipamente de siguranta integrate, permitand operarea in conditii stabile si sigure. De asemenea, faciliteaza sincronizarea si transferul corect al energiei intre sistemul de baterii si reteaua nationala sau locala, jucand astfel un rol central in eficienta si fiabilitatea intregului proiect.

Tinand cont de puterea maxima aprobata prin ATR, se vor utiliza 2 de bucati de transformatoare ridicatoare 110/33 kV cu o putere de 100 MVA.



Fig. 28 – Model statia de transformare

Sisteme de protectie si control

Pentru ambele scenarii analizate în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate, echipamentele și instalațiile aferente sistemelor de stocare a energiei electrice de tip BESS standalone vor fi prevăzute cu toate sistemele de protecție, monitorizare, control și siguranță necesare pentru funcționarea în condiții de securitate, fiabilitate și eficiență, în conformitate cu legislația în vigoare, standardele și normativele tehnice aplicabile, precum și cu cerințele operatorului de rețea și ale proiectului.

În configurația finală, sistemele de stocare vor include, după caz, sistem de management al bateriilor (BMS), sistem de management al energiei (EMS) și instalație de monitorizare și control/SCADA, pentru supravegherea permanentă a parametrilor electrici și a stării de funcționare a echipamentelor. De asemenea, vor fi prevăzute sisteme de climatizare și control al temperaturii (HVAC), dimensionate corespunzător pentru menținerea modulelor de baterii în domeniul optim de temperatură.

Containerele și/sau spațiile tehnice aferente bateriilor vor fi echipate cu sisteme de detectare și alarmare la incendiu, sisteme de detectare a fumului și/sau gazelor, sisteme de stingere a incendiilor, precum și cu dispozitivele de protecție și deconectare necesare pentru limitarea și

izolarea eventualelor incidente. În funcție de soluția tehnică finală și de tehnologia bateriilor utilizate, pot fi prevăzute și sisteme de detectare a fenomenelor specifice bateriilor, inclusiv monitorizarea temperaturii și detectarea gazelor rezultate în cazul unui eveniment de tip *thermal runaway*.

Sistemele vor dispune, de asemenea, de protecții electrice AC și DC, protecții la supratensiune și supracurent, scurtcircuit, defect de izolație, supratemperatură, precum și funcții de deconectare de urgență și anti-islanding, după caz. Toate echipamentele vor fi integrate astfel încât să permită identificarea rapidă a stărilor anormale, transmiterea alarmelor și efectuarea automată sau comandată a măsurilor de protecție.

Soluția tehnică finală va fi stabilită în etapa de proiectare, iar echipamentele selectate vor trebui să îndeplinească cel puțin cerințele de siguranță, funcționalitate, monitorizare și protecție prevăzute prin prezentul studiu și prin reglementările tehnice aplicabile sistemelor BESS standalone.

Instalație electrică curenți slabi

Monitorizarea de la distanță a funcționării invertoarelor de putere instalate. Se va asigura monitorizarea de la distanţă a funcţionării capacitatii de stocare instalate prin intermediul unei instalații electrice de curenți slabi, prin intermediul unui sistem integrat de monitorizare si gestionare SCADA.

Punctul de delimitare

Conform Studiului de Soluție elaborat de SC Expert Energy Consult SRL (proiect nr. EEC705, octombrie 2024), pentru varianta de racordare aleasă (Varianta 4 – Varianta 2 cu limitare operațională, racordare la nivelul de tensiune 110 kV), se stabilesc următoarele puncte tehnice ale instalației:

Punctul de delimitare a instalațiilor este stabilit la nivelul clemelor cap terminal ale cablului 110 kV, amplasate în celula nouă proiectată pentru IS Işalnița din stația 220/110 kV Işalnița. Conform prevederilor Regulamentului de racordare la rețeaua electrică de interes public, aprobat prin Ord. ANRE nr. 59/2013, actualizat, echipamentele electrice instalate între punctul de racordare și

punctul de delimitare a instalațiilor trec în gestiunea Operatorului de Transport și de Sistem (constituind componenta Tr a tarifului de racordare), în timp ce restul echipamentelor rămân în gestiunea Beneficiarului (Utilizatorului).

Toate celelalte puncte de delimitare a instalațiilor (circuit secundar, comunicații, telecontrol, etc.) se vor stabili prin proiectul tehnic și vor fi precizate în Convenția de exploatare, încheiată între cele două părți, **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL** și **CNTEE Transelectrica S.A.**

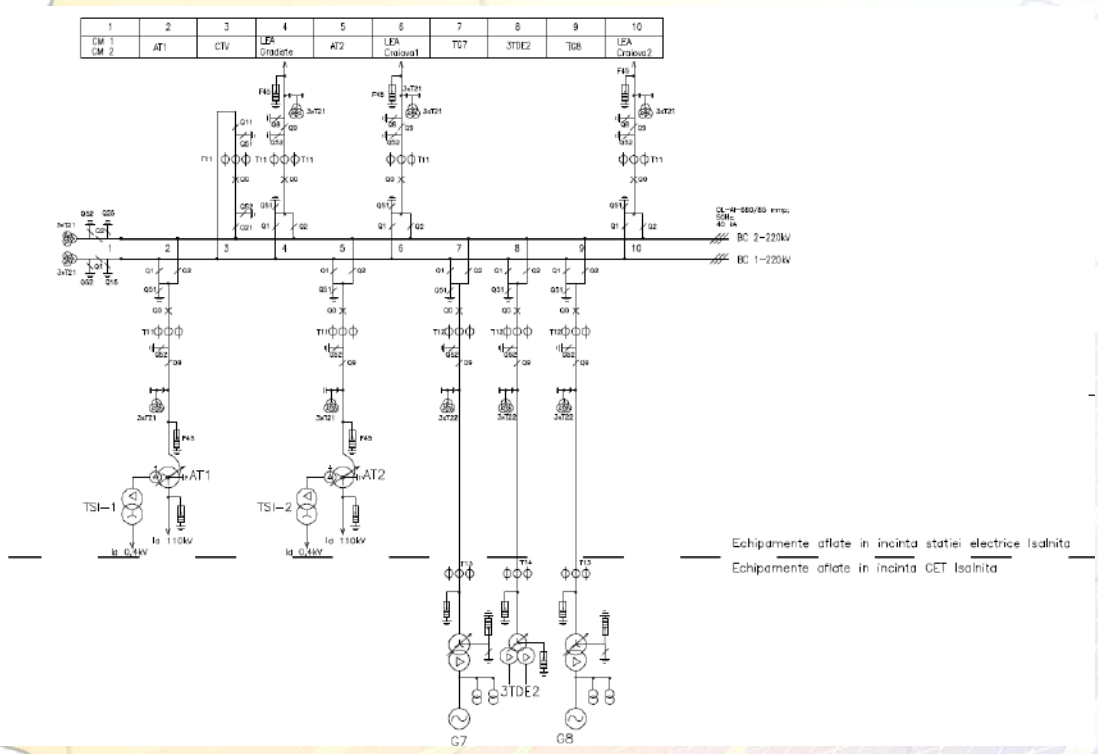


Fig. 29 – Schema monofilara a statiti de conexiuni aferenta BESS stabilita prin studiul de solutie

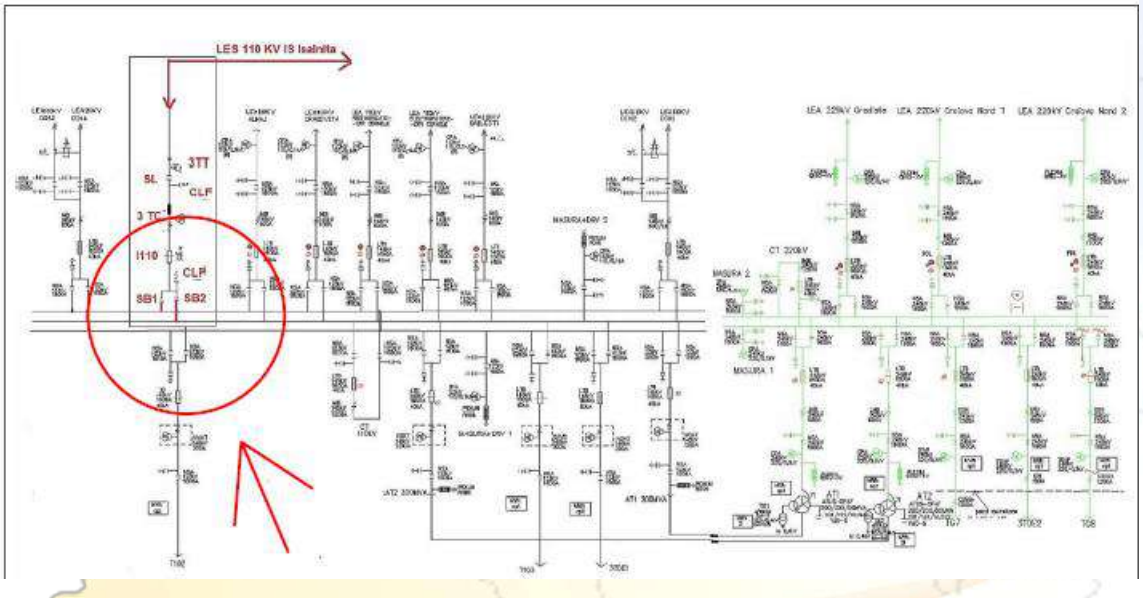


Fig. 30 – Schema integrare in sistem

Instalaţia de racordare si lucrarile de intarire

Punctul de racordare *este stabilit la nivelul de tensiune 110 kV, în staţia 220/110 kV Işalniţa, la nivelul clemelor cap terminal ale cablului 110 kV din celula nouă proiectată pentru racordarea instalaţiei de stocare a energiei electrice IS Işalniţa.*

Racordarea se realizează printr-un ***LES 110 kV*** *(linie electrică subterană) nou proiectat, cu o lungime de aproximativ 1.000 m, montat între staţia 110 kV IS Işalniţa (nou proiectată) şi staţia 220/110 kV Işalniţa, urmând ca detaliile traseului exact să se stabilească în etapele următoare ale proiectării (Certificat de Racordare, Proiect Tehnic, Detalii de Execuţie).*

Celula nouă de 110 kV se va monta la bara 1 şi 2 din staţia 220/110 kV Işalniţa, în spaţiul liber situat între celula 110 kV Almăj şi celula 110 kV CCH 4, având următoarea configuraţie:

- *întrerupător 110 kV – 1 buc.;*
- *transformatoare de curent 110 kV, 1200 A/1/1/1/1/1 A, clasa 0,2s – 3 buc.;*
- *transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2 – 3 buc.;*
- *ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP – 1 buc.;*
- *ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP – 1 buc.;*
- *ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP – 1 buc.;*

- *descărcătoare 110 kV – 3 buc.;*
- *container nou complet echipat pentru circuite secundare (dulapuri de alimentare/distribuție SI c.a. și c.c., dulap de comandă, control, protecție compatibil cu echipamentele existente în stația 110 kV Işalnița, conținând TNCC, TNP diferențială grupa 1, TNP diferențială grupa 2 și TNP PDB+DRRI).*

*În stația 220/110 kV Işalnița se va prevedea un sistem de protecții de tip **diferențială de linie cu 2 capete**, incluzând protecții de distanță, protecții maximale de curent și tensiune, protecții homopolare de curent, precum și funcțiile de protecție de antiinsularizare (protecție de maximă/minimă tensiune și de maximă/minimă frecvență), pentru terminalele numerice ale noii celule comune Trafo+LES 110 kV.*

Lucrările includ, de asemenea:

- *echiparea și integrarea celulei noi 110 kV în sistemele de protecții, comandă și control ale stației 220/110 kV Işalnița, conform NTI-TEL-S-003-2009-01, cu modificările corespunzătoare în sistemul SCADA CTSI și în sistemul EMS SCADA Işalnița;*
- *extinderea sistemului local de contorizare de balanță existent, cu un contor aferent noii celule de racord 110 kV, integrat software și hardware în sistemul de contorizare existent, conform NTI-TEL-M-004-2016-00;*
- *extinderea sistemului PDB și DRRI cu un nou terminal identic cu cele existente;*
- *lucrări de adaptare/înlocuire a circuitelor secundare existente, parametrizare, integrare în SCADA, probe tehnice și PIF.*

Masurarea energiei electrice

***Punctul de măsurare a energiei electrice** pentru decontare este stabilit în celula LES 110 kV IS Işalnița, din stația 220/110 kV Işalnița. Pe partea de 110 kV a stației 220/110 kV Işalnița, operatorul de măsurare a energiei electrice pentru decontare este **Distribuție Energie Oltenia (DEO)**.*

***Grupul de măsurare** a energiei electrice consumate/debitate va avea următoarele componente:*

- *un contor electronic multitarif trifazat de energie electrică, în conformitate cu art. 39 din Codul de măsurare a energiei electrice, pentru energia activă clasa 0,2% și pentru energia reactivă consumată și debitată clasa 1%, cu posibilitatea înregistrării puterii maxime, cu*

curbă de sarcină, cu interfață de comunicație la distanță și modem de comunicație pentru integrarea în sistemul de telecitire, cu 3 echipaje, clasă de precizie 0,2 indirect, Ib = 5 A, Un = 3×57,7 V;

- *3 transformatoare de curent (TC) de înaltă tensiune, cu raport 1200 A/1/1/1/1/1 A și clasă de precizie 0,2S pentru înfășurările de măsură;*
- *3 transformatoare de tensiune (TT) de înaltă tensiune, cu raport 110/√3, 0,1/√3 kV, clasă de precizie 0,2.*

Note privind contorul de decontare:

- *Distribuție Energie Oltenia (DEO) va pune la dispoziție contorul de decontare a energiei electrice, iar lucrările necesare pentru montarea/integrarea acestuia în sistemul de contorizare al DEO se vor realiza prin grija investitorului.*
- *Contorul pentru decontare va respecta prevederile Ord. ANRE nr. 103/2015.*
- *Măsurarea energiei electrice se face în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 62/2020, cu modificările și completările ulterioare, precum și cu cerințele Codului de Măsurare a Energiei Electrice.*

Analizorul de calitate a energiei electrice:

Se va prevedea un Analizor de măsură a calității energiei electrice de clasă A, certificat PSL conform Standardului SR EN 61000-3-40 (ediția în vigoare) și politicilor tehnice DEO, prevăzut cu sistem GPS propriu care să asigure o incertitudine de măsurare a timpului de maximum ± 20 ms.

Analizorul de calitate se va monta în celula de măsură pentru decontare a IS Işalnița, din stația 220/110 kV Işalnița, pe înfășurările 2 ale TC, respectiv TT. Acesta va fi montat cu posibilitatea accesării și transmiterii datelor la distanță și va fi integrat în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al DEO. Integrarea în sistemul software de analiză și descărcare automată al DEO este în sarcina investitorului, fără costuri suplimentare din partea DEO.

Sistemul local de contorizare de balanță:

Se va extinde sistemul local de contorizare de balanță existent în stația 110 kV Işalnița, cu un contor aferent noii celule de racord 110 kV. Contorul va fi integrat software și hardware în

sistemul de contorizare de balanță existent în stație, va avea buletin de verificare metrologică și va respecta NTI-TEL-M-004-2016-00. Contorul va fi montat de către operatorul de distribuție/măsurare.

Contorul de balanță se va monta și integra în sistemul existent de măsurare a energiei electrice pentru balanță (SCLEB) din stația Işalnița, prin grija investitorului.

Instalaţie de protecţie la trăsnet

In cazul in care solicitantul decide sa implementeze un astfel de sistem, se va executa o instalatie de paratrasnet cu tije de distributie sau paratrasnet cu dispozitiv de amorsare (PDA), H=1-1,5m, montate din loc in loc, in functie de suprafata vizata.

- conductorul de coborare de la dispozitivele de captare de la priza de panmant este de tip RD8;
- pentru fixarea conductoarelor de captare si coborare se vor utiliza elemente de fixare Obo Betterman sau similar;
- paratraznetele vor fi legate la priza de pamant prin conductoar de tip RD8 Obo Betterman sau similar;
- la proiectarea si executarea instalatiei de protectie impotriva traznetului (IPT) se au in vedere cerintele normativului I7 din 2011, asigurandu-se o conceptie optima tehnic si economic si ehipamente agrementate conform legii 10/1995.

Instalație de legare la pământ

În cadrul instalației electrice de utilizare, de joasă tensiune, se utilizează două scheme de legare la pământ:

- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune alternativă, schema IT.
- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune continuă, schema IT.

- se va realiza o priza de pamant artificiala de tip retea cu ochiuri inchise si va fi executata din platbanda Ol-Zn 40x4 mmp, montata ingropat in sapatura;
- valoarea rezisteţei de dispersie a prizei de pământ existente trebuie să se încadreze în valoarea de Rp ≤ 4 Ω, în caz contrar, priza va fi majorată cu electrozi şi platbandă până la încadrarea în valoarea de maximum 4 Ω.
- la priza de pamant generala se vor racorda toate constructiile metalice aflate in perimetrul obiectivului si se va asigura continuitatea electrica a partilor metalice ale structurilor de sustinere
- La priza de pamant generala se vor mai conecta prizele de pamant ale postului trafo si anvelopei de interconectare cu SEN, invertoarele de c.c. - c.a. precum si priza de pamant a instalatiei de paratrasnet.
- se vor executa masuratori ale rezistentei de dispersie a prizei de pamant de catre firme autorizate si in cazul in care valoarea masurata nu corespunde normelor actuale (I7-2011) atunci priza de pamant se va completa cu electrozi verticali din teava de OL Zn, 2 1/2", lungime 2m.

Reţele de cabluri electrice

Retelele de cabluri electrice aferente sistemului BESS standa-lone vor asigura realizarea conexiunilor electrice dintre principalele echipamente ale sistemului de stocare, precum modulele de baterii, unitatile de conversie a energiei (PCS), tablourile electrice, transformatoarele de putere si punctul de racordare la reteaua electrica. Configuratia si dimensionarea acestora vor fi stabilite in functie de puterea instalata, capacitatea de stocare, nivelurile de tensiune, distantele dintre echipamente si conditiile specifice de amplasament.

Retelele electrice vor fi realizate prin utilizarea unor cabluri si conductoare dimensionate corespunzator curentilor de functionare si regimurilor de incarcare/descarcare ale sistemului BESS. Dimensionarea cablurilor va tine cont de capacitatea de transport a curentului, pierderile de tensiune, incalzirea conductoarelor, conditiile de pozare, temperatura mediului, gruparea circuitelor, curentii de scurtcircuit si cerintele de protectie si selectivitate ale instalatiei.

In cadrul sistemului vor fi prevazute, dupa caz, retele de cabluri pentru circuitele de putere in curent continuu dintre baterii si unitatile PCS, retele de curent alternativ dintre PCS si transformatoarele de putere, precum si conexiunile dintre transformatoare, tablourile electrice si

punctul de racordare. Separat, vor fi prevazute circuite pentru alimentarea serviciilor auxiliare ale instalatiei, precum si cablurile aferente sistemelor de comanda, monitorizare, comunicatie si protectie.

Pozarea cablurilor se va realiza in functie de configuratia finala a amplasamentului, prin sisteme de trasee adecvate, precum canale de cabluri, jgheaburi, tuburi de protectie sau trasee subterane. Pentru cablurile pozate subteran se vor prevedea masurile necesare de protectie mecanica si semnalizare, iar traseele vor fi stabilite astfel incat sa permita accesul pentru verificare, exploatare si interventii ulterioare.

Cablurile de forta si cele aferente circuitelor de comanda, comunicatie si monitorizare vor fi organizate si pozate corespunzator, astfel incat sa se limiteze interferentele electromagnetice si sa se asigure functionarea corespunzatoare a sistemelor de automatizare si protectie. Traversarile si intersectiile dintre diferitele categorii de circuite vor fi realizate cu respectarea distantelor si masurilor de separare prevazute de normativele aplicabile.

Toate circuitele electrice vor fi prevazute cu sisteme de protectie corespunzatoare impotriva suprasarcinilor, scurtcircuitelor si, dupa caz, a altor regimuri anormale de functionare. Sistemul de cabluri va fi integrat in instalatia de legare la pamant si in sistemul de protectie impotriva trasnetului si supratensiunilor, conform solutiei tehnice finale.

Materialele si echipamentele utilizate pentru realizarea retelelor de cabluri vor fi adecvate conditiilor de exploatare ale unei instalatii BESS, inclusiv conditiilor de temperatura, umiditate, solicitari mecanice si riscurilor asociate amplasarii echipamentelor de stocare. Cablurile si accesoriile de montaj vor fi alese astfel incat sa asigure un nivel corespunzator de siguranta, fiabilitate si durabilitate pe intreaga perioada de exploatare a investitiei.

Solutia finala privind tipurile, sectiunile, lungimile si traseele cablurilor, precum si modul de pozare si conectare a acestora, va fi stabilita in etapa de proiectare tehnica, pe baza caracteristicilor echipamentelor finale selectate, a schemei electrice monofilare, a conditiilor reale de amplasament si a cerintelor operatorului de retea. Realizarea instalatiei se va efectua cu respectarea legislatiei, normativelor si standardelor tehnice aplicabile, precum si a cerintelor producatorilor echipamentelor componente ale sistemului BESS.

Asigurarea utilităţilor:

Pentru realizarea lucrărilor vor trebui asigurate următoarele utilităţi:

• energie electrică – pentru asigurarea alimentării cu energie electrică pe durata lucrărilor, când nu este posibilă alimentarea de la o sursă de curent de la reţea, se vor folosi grupuri electrogene portabile;

• apă – apa necesară preparării materialelor de construcţie se va asigura de către constructorul care realizează lucrarea;

• comunicarea între personal se va realiza cu ajutorul telefoanelor mobile din dotare, iar în ceea ce priveşte asigurarea surselor de apă şi a altor utilităţi pentru personal se vor respecta prevederile din capitolul Planului de Securitate şi Sănătate conform HG 300 din 02.03.2006;

Planul de Securitate si Sanatate in munca se va prezenta la urmatoarele faze de proiectare.

Protectia muncii:

Realizarea obiectivului de investiții **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** se va efectua cu respectarea prevederilor legale și a reglementărilor tehnice aplicabile în domeniul securității și sănătății în muncă, atât pe perioada de execuție a lucrărilor, cât și pe perioada de exploatare și mentenanță a instalației.

Activitățile desfășurate în cadrul proiectului vor fi organizate astfel încât să fie prevenite accidentele de muncă, incidentele tehnice și expunerea personalului la factori de risc. Conform Legii nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă, angajatorul are obligația de a asigura securitatea și sănătatea lucrătorilor în toate aspectele legate de muncă și de a lua măsurile necesare pentru prevenirea riscurilor profesionale.

Măsuri de securitate și sănătate în perioada de execuție

În perioada de realizare a investiției, principalele categorii de lucrări susceptibile să genereze riscuri pentru personal sunt reprezentate de lucrările de terasamente și fundații, manipularea și transportul echipamentelor, montajul echipamentelor electrice și al sistemelor BESS, lucrările de cablare și conexiuni, realizarea stației de transformare, lucrările de împrejmuire și lucrările de punere în funcțiune.

În vederea reducerii riscurilor se vor aplica, în principal, următoarele măsuri:

- delimitarea și semnalizarea corespunzătoare a șantierului și a zonelor de lucru;
- accesul în zonele de lucru numai pentru personalul autorizat și instruit;
- instruirea personalului privind riscurile specifice activităților desfășurate;
- utilizarea echipamentelor individuale de protecție corespunzătoare;
- verificarea periodică a utilajelor, sculelor și echipamentelor de muncă;
- utilizarea instalațiilor și echipamentelor electrice numai de către personal calificat și autorizat, după caz;
- respectarea procedurilor pentru lucrările în apropierea sau asupra instalațiilor electrice;
- aplicarea procedurilor de scoatere de sub tensiune, verificare a lipsei tensiunii, legare la pământ și protecție împotriva reconectării accidentale, acolo unde este cazul;
- asigurarea iluminatului și a condițiilor corespunzătoare pentru desfășurarea activităților;
- menținerea căilor de acces și circulație în stare corespunzătoare;
- manipularea și ridicarea echipamentelor grele cu mijloace adecvate și personal instruit;
- respectarea cerințelor privind lucrul la înălțime, acolo unde este cazul;
- adoptarea măsurilor necesare pentru prevenirea incendiilor și a situațiilor de urgență;
- asigurarea mijloacelor de prim ajutor și a procedurilor de intervenție în caz de accident.

Un aspect important îl reprezintă lucrările și operațiunile asupra instalațiilor electrice, având în vedere existența unor niveluri de tensiune și putere care pot prezenta pericole semnificative pentru personal. Aceste lucrări vor fi realizate numai de personal competent, calificat și autorizat, în conformitate cu procedurile tehnice și de securitate aplicabile.

Riscuri specifice instalației BESS

În cazul unei instalații de stocare electrochimică, pe lângă riscurile specifice lucrărilor de construcții și instalații electrice, vor fi avute în vedere riscurile asociate bateriilor și sistemelor de stocare.

În funcție de tehnologia de baterii utilizată, acestea pot include riscuri electrice, termice și de incendiu. În consecință, instalația va fi prevăzută cu sisteme corespunzătoare de monitorizare, protecție, management al bateriilor și, după caz, control al temperaturii și detectare și stingere a incendiilor.

Personalul care efectuează lucrări de exploatare și mentenanță va fi instruit cu privire la caracteristicile instalației, procedurile de intervenție și măsurile aplicabile în cazul apariției unor situații anormale de funcționare.

Măsuri în perioada de exploatare

Pe perioada de exploatare, accesul în zona instalației BESS, în stația de transformare și în celelalte zone tehnice va fi controlat. Intervențiile asupra echipamentelor electrice și electronice vor fi realizate numai de personal calificat și instruit.

Se vor efectua periodic verificări și lucrări de mentenanță preventivă, în conformitate cu instrucțiunile producătorilor echipamentelor și cu procedurile de exploatare ale instalației.

Vor fi menținute în stare corespunzătoare sistemele de protecție electrică, împământare, protecție împotriva incendiilor, ventilație/climatizare, monitorizare și control.

De asemenea, personalul va fi instruit periodic cu privire la procedurile de intervenție în caz de incendiu, avarie, electrocutare, defectare a echipamentelor sau alte situații de urgență.

Măsurile de protecție a muncii vor fi integrate în toate etapele de realizare și exploatare a investiției. Prin aplicarea măsurilor tehnice și organizatorice corespunzătoare, instruirea personalului și utilizarea echipamentelor de protecție, se urmărește asigurarea unui nivel corespunzător de securitate și sănătate în muncă și reducerea la minimum a riscurilor de accidentare și îmbolnăvire profesională.

Detalierea măsurilor de securitate și sănătate în muncă se va realiza în cadrul documentației de proiectare și al planurilor și procedurilor specifice de execuție și exploatare, în funcție de soluția tehnică finală și de caracteristicile echipamentelor utilizate.

Managementul calitatii:

Toate materialele si echipamentelor care se vor achizitiona pentru a fi montate in lucrare, vor trebui insotite de certificate de calitate si/sau declaratii de conformitate. Pentru asigurarea calitatii lucrarilor se vor face toate controalele si verificarile indicate in PCCVI (faza PTE si PAC), la terminarea fazelor determinante. Se va trece la faza urmatoare numai daca si cind sunt intrunite toate conditiile pentru aceasta.

Managementul calității pentru obiectivul de investiții **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** reprezintă ansamblul măsurilor, responsabilităților, procedurilor și controalelor aplicate pentru asigurarea conformității lucrărilor, echipamentelor și instalațiilor cu cerințele proiectului, cu reglementările tehnice în vigoare și cu specificațiile producătorilor.

Activitățile de proiectare, execuție, verificare și recepție vor fi realizate cu respectarea principiilor sistemului calității în construcții. Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții stabilește cadrul pentru asigurarea calității pe întreaga durată de existență a construcțiilor, iar sistemul calității include, între altele, verificarea calității lucrărilor, managementul calității, verificarea și expertizarea tehnică a proiectelor și certificarea conformității produselor.

Obiectivele managementului calității

Pentru realizarea investiției se urmăresc următoarele obiective principale:

- respectarea cerințelor tehnice și funcționale stabilite prin proiect;
- utilizarea de materiale, echipamente și produse conforme și documentate corespunzător;
- realizarea lucrărilor în conformitate cu proiectul tehnic și detaliile de execuție;
- respectarea reglementărilor și standardelor tehnice aplicabile;
- prevenirea neconformităților și identificarea acestora într-o etapă cât mai timpurie;
- efectuarea verificărilor și testelor necesare pentru confirmarea calității lucrărilor;
- asigurarea trasabilității materialelor și echipamentelor importante;
- documentarea corespunzătoare a etapelor de execuție și recepție;
- asigurarea unei funcționări sigure și eficiente a instalației pe durata de exploatare.

Managementul calității în etapa de proiectare

În etapa de proiectare se va urmări ca soluția tehnică adoptată să răspundă cerințelor beneficiarului, condițiilor de amplasament, condițiilor de racordare și cerințelor tehnice aplicabile instalațiilor de stocare a energiei electrice.

Documentația tehnică va fi elaborată și verificată conform prevederilor legale aplicabile, iar soluțiile propuse vor fi corelate cu datele din studiile de teren, documentele de racordare, cerințele operatorului de rețea și specificațiile tehnice ale echipamentelor.

Se va urmări compatibilitatea dintre componentele instalației BESS, inclusiv baterii, sisteme de conversie, transformatoare, instalații de protecție și control, sisteme de monitorizare și comunicații.

Managementul calității în etapa de execuție

Pe perioada execuției se va aplica un sistem de control al calității prin care se va verifica respectarea proiectului și a documentației tehnice aprobate.

Controlul va viza, după caz:

- lucrările de pregătire și amenajare a terenului;
- lucrările de terasamente și fundații;
- realizarea platformelor pentru echipamente;
- montarea containerelor și echipamentelor BESS;
- realizarea stației de transformare;
- montarea cablurilor și instalațiilor electrice;
- realizarea instalațiilor de legare la pământ și protecție;
- realizarea sistemelor de comunicație, monitorizare și control;
- realizarea împrejmuirii și a infrastructurii auxiliare;
- realizarea sistemelor de protecție împotriva incendiilor;
- efectuarea conexiunilor și verificărilor electrice.

Materialele și echipamentele utilizate vor fi însoțite de documentele de conformitate și de documentația tehnică necesară, conform cerințelor aplicabile.

Pentru echipamentele principale ale instalației BESS se va verifica respectarea parametrilor tehnici prevăzuți în proiect, precum și compatibilitatea acestora cu condițiile de exploatare și de racordare.

Controlul și verificarea lucrărilor

Verificarea calității lucrărilor va fi realizată pe faze de execuție, în conformitate cu proiectul, programul de control al calității și prevederile legale aplicabile.

Vor fi efectuate verificări vizuale, dimensionale, funcționale și, după caz, măsurători și încercări specifice pentru instalațiile electrice și echipamentele tehnologice.

În cazul identificării unor neconformități, acestea vor fi documentate și remediate înainte de continuarea etapelor de execuție care ar putea împiedica verificarea sau corectarea acestora.

O atenție deosebită va fi acordată verificării instalațiilor de împământare, protecțiilor electrice, conexiunilor, cablurilor, sistemelor de comandă și comunicații și funcționării echipamentelor de protecție.

Testarea și punerea în funcțiune

Înainte de punerea în funcțiune a instalației BESS se vor efectua verificările și testele prevăzute de documentația tehnică, de producătorii echipamentelor și de condițiile de racordare.

Acestea pot include, după caz:

- verificarea conexiunilor electrice;
- verificarea continuității și a instalațiilor de legare la pământ;
- verificarea sistemelor de protecție;
- verificarea sistemelor de monitorizare și control;
- verificarea comunicațiilor;
- testarea sistemelor BMS și EMS;
- verificarea funcționării sistemelor de climatizare și management termic;
- verificarea sistemelor de detectare și protecție împotriva incendiilor;
- testarea secvențelor de încărcare și descărcare;
- verificarea parametrilor de funcționare ai instalației;
- efectuarea testelor solicitate prin documentele de racordare și de către operatorul de rețea, după caz.

Rezultatele verificărilor și testelor vor fi consemnate în documentele specifice, care vor face parte din documentația tehnică a obiectivului.

Documentarea și recepția

Pe parcursul realizării investiției se va asigura păstrarea documentelor referitoare la calitatea materialelor, echipamentelor și lucrărilor executate.

Documentația va include, după caz, certificate și declarații de conformitate, fișe tehnice, procese-verbale de lucrări ascunse, procese-verbale de verificare și recepție, rezultate ale măsurătorilor și testelor, documentația „as-built", instrucțiuni de exploatare și mentenanță și alte documente solicitate de legislația aplicabilă.

Recepția lucrărilor se va realiza în conformitate cu prevederile legale aplicabile și cu documentația tehnică aprobată, urmărindu-se îndeplinirea cerințelor de calitate și funcționalitate ale obiectivului.

Calitatea în perioada de exploatare

După punerea în funcțiune, menținerea nivelului de calitate și siguranță al instalației va fi asigurată printr-un program de exploatare și mentenanță preventivă și corectivă.

Se vor efectua periodic verificări ale echipamentelor BESS, transformatoarelor, instalațiilor electrice, sistemelor de protecție, monitorizare și control, precum și ale sistemelor de securitate și protecție împotriva incendiilor.

Lucrările de mentenanță vor fi efectuate conform instrucțiunilor producătorilor și procedurilor de exploatare, cu respectarea parametrilor tehnici și a condițiilor de siguranță.

Managementul calității aferent investiției urmărește asigurarea conformității tuturor componentelor obiectivului cu cerințele tehnice, funcționale și de siguranță stabilite prin proiect și prin reglementările aplicabile.

Prin implementarea unui sistem corespunzător de control al calității pe etapele de proiectare, execuție, testare, punere în funcțiune și exploatare se urmărește obținerea unei instalații BESS **sigure, fiabile, performante și durabile**, capabile să funcționeze în condiții corespunzătoare pe întreaga perioadă de exploatare prevăzută.

Managementul calității va fi aplicat integrat pentru toate componentele investiției, inclusiv pentru sistemul BESS, stația de transformare, instalațiile electrice, infrastructura civilă, sistemele de protecție, monitorizare și control.

Pentru realizarea capacitatatii de stocare, s-au propus si studiat două variante tehnologice după cum urmeaza:

Scenariul A implica constructia unei capacitati de stocare autonome (stand-alone) de **609.55 MWh** cu o putere instalata de **150.78 MW, adica o capacitate de stocare la 4 ore.**

Varianta constructiva presupune urmatoarele componente:

- baterii amplasate în 72 containere, fiecare container având o energie instalată de 8466 kWh respectiv capacitatea de 530 Ah. Sistemul de management al bateriei protejează container-ul la minimă tensiune, supratensiune și supratemperatură. Solutia poate fi realizata containerizat sau in cladiri proiectate dedicat astfel incat sa sustina container-urile de baterii si toate sistemele de comanda, control si protectie.
- convertoare de putere: 19 Invertoare cu urmatoarele caracteristici:

Parametri DC

- Tensiune DC max: 1500V
- Curent DC max: 2245A×4
- Domeniu tensiune baterie: 1000~1500V
- Număr intrări DC: 4

Parametri AC (On-Grid)

- Putere AC minima a PCS-urilor (in total): 150.78 MW;
- Domeniu tensiune AC PCS: 607~759V (reglabil)
- Curent AC max PCS: 3680A (total) / 1841A×4
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
- Distorsiune armonică (THDi): <1,5% (la sarcină 100%)
- Factor de putere: -1 ~ +1

Parametri AC (Off-Grid)

- Tensiune AC nominală PCS: 690V, 3W+PE
- Domeniu tensiune AC: 607~759V (reglabil)
- Distorsiune tensiune AC: <1,5% (sarcină liniară 100%)

- Componentă tensiune DC: <0,5% Un (sarcină liniară echilibrată)
- Capacitate sarcină dezechilibrată: 100%
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
-

- LES 110 kV nou proiectat: cca. 1.000 m lungime, între stația 110 kV IS Işalnița (nou proiectată, 150.78 MW) și stația 220/110 kV Işalnița
- celulă de racordare 110 kV: 1 buc. (nouă, montată la bara 110 kV din stația 220/110 kV Işalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4)
- întrerupător 110 kV: 1 buc.
- transformatoare de curent 110 kV, 1200A/1/1/1/1/1A, clasa 0,2s: 3 buc.
- transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2: 3 buc.
- ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP: 1 buc.
- descărcătoare 110 kV: 3 buc.
- punct de racordare la SEN: celula nouă LES 110 kV IS Işalnița din stația 220/110 kV Işalnița
- punct de interfață cu rețeaua: bara de 33 kV din instalația beneficiarului

In vederea implementarii proiectului se vor realiza urmatoarele:

Proiectare și Autorizare

- Proiect Tehnologic și Detalii de Execuție (PT+DE) pentru partea electrică, civilă și de automatizare.
- Obținerea tuturor avizelor, autorizațiilor (AC) și adaptarea proiectului la Cerințele Tehnice de Racordare (ATR).

Lucrări Civile și Construcții

- Amenajarea terenului, împrejmuirea, drumurile de acces interior/exterior și sistemele de drenaj.

- Fundații din beton pentru container-urile de baterii, amplasarea containerelor, invertoarelor și transformatoarelor.
- Construcția clădirilor de comandă/stații și fundațiile pentru echipamentele de 33 kV și 220 kV.

Infrastructură Electrică de Stocare

- Montajul și poziționarea celor 72 de containere de baterii.
- Instalarea celor 19 de convertoare de putere și cablarea DC între baterii și invertoare.
- Configurarea și integrarea sistemului de management al bateriilor (BMS/EMS) pentru protecțiile la tensiune și temperatură.

Stația de Evacuare și Transformare (33 kV / 220 kV)

- Instalarea rețelei interne de cabluri de medie tensiune (33 kV) și a echipamentelor de conversie/colectare aferente instalației de stocare IS Ișalnița (150.78 MW).
- Montajul echipamentelor din stația interioară/exterioară de 33 kV a beneficiarului.
- Instalarea celor **2 transformatoare de putere 110/33 kV, 100 MVA** și amenajarea cuvei de retenție a uleiului pentru fiecare transformator.
- Montajul stației de 110 kV: extinderea/construirea **celulei de linie 110 kV** și a celor **2 celule de transformator 110 kV** (întreruptoare, separatoare, transformatoare de măsură, descărcătoare), amplasate în stația 220/110 kV Ișalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4.

Automatizări, Protecții și Telecomunicații

- Instalarea sistemelor de protecții prin relee, SCADA, DAS și integrarea în sistemul de dispecerizare (DEC/DEN).
- Montajul sistemelor auxiliare: detecție și stingere incendiu (FM200/NOVEC/apă), climatizare (HVAC), supraveghere video (CCTV) și control acces.

Testare, Punere în Funcțiune (PiF) și Inspecție

- Teste la rece și la cald pentru toate echipamentele principale și cablurile de energie/comandă.
- Teste de performanță pentru BESS (capacitate, timpi de răspuns, randament) și calibrarea BMS/EMS.
- Probe de funcționare în gol și sub sarcină pentru transformatoare și stațiile de 33 kV / 110 kV.
- Prototipuri de teste pentru conformitatea cu codul rețelei și obținerea Certificatului de Racordare Finală.

Pentru determinarea cantitatii de energie medie anuala tranzitata prin baterie au fost luate in considerare: capacitatea nominala a bateriei, gradul optim de incarcare/ descarcare si degradarea anuala medie a acesteia (informatie extrasa din literatura de specialitate, diferite oferte si carti tehnice cat si experienta personalului autorizat care a realizat prezentul studiu de fezabilitate).

Pentru determinarea cantitatii de energie medie anuala tranzitata prin baterie s-au considerat 350 cicluri pe an. A fost luata in calcul o perioada de 15-16 zile pe an necesara mentenantei, a reviziilor si inlocuirilor de echipamente sau a altor activitati neprevazute care pot duce la sistarea preluarii energiei de catre capacitatea de stocare.

Analiza tehnică - Degradare Scenariul A

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
State of Health (SoH)	%	-	-	100.00%	98.00%	96.00%	94.00%	92.00%	90.00%	88.00%	86.00%
Capacitate utilizabila	MWh	-	-	609.55	597.36	585.17	572.98	560.79	548.60	536.40	524.21
Randament round-trip	%	-	-	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Cicluri echivalente complete / an	cicluri/an	-	-	350	350	350	350	350	350	350	350
Augmentare baterie	Da/Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu

An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
84.00%	82.00%	80.00%	95.00%	93.00%	91.00%	89.00%	87.00%	85.00%	83.00%
512.02	499.83	487.64	579.07	566.88	554.69	542.50	530.31	518.12	505.93
90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Nu	Nu	Da	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu

Scenariul B implica constructia unei capacitati de stocare autonome (stand-alone) de **304.78 MWh** cu o putere instalata de **150.78 MW, adica o capacitate de stocare la 2 ore.**

Varianta constructiva presupune urmatoarele componente:

- baterii amplasate într-o solutie containerizata ce utilizeaza 36 de containere cu o capacitate de 8.466 MWh.
- convertoare de putere: 19 Invertoare cu urmatoarele caracteristici:

Parametri DC

- Tensiune DC max: 1500V
- Curent DC max: 2245A×4
- Domeniu tensiune baterie: 1000~1500V
- Număr intrări DC: 4

Parametri AC (On-Grid)

- Putere AC ieșire minima a PCS-urilor (in total): 150.78 MW
- Domeniu tensiune AC PCS: 607~759V (reglabil)
- Curent AC max PCS: 3680A (total) / 1841A×4
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
- Distorsiune armonică (THDi): <1,5% (la sarcină 100%)
- Factor de putere: -1 ~ +1

Parametri AC (Off-Grid)

- Tensiune AC nominală PCS: 690V, 3W+PE
- Domeniu tensiune AC: 607~759V (reglabil)
- Distorsiune tensiune AC: <1,5% (sarcină liniară 100%)
- Componentă tensiune DC: <0,5% Un (sarcină liniară echilibrată)
- Capacitate sarcină dezechilibrată: 100%
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
-

- LES 110 kV nou proiectat: cca. 1.000 m lungime, între stația 110 kV IS Işalnița (nou proiectată, 150.78 MW) și stația 220/110 kV Işalnița
- celulă de racordare 110 kV: 1 buc. (nouă, montată la bara 110 kV din stația 220/110 kV Işalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4)
- întrerupător 110 kV: 1 buc.
- transformatoare de curent 110 kV, 1200A/1/1/1/1/1A, clasa 0,2s: 3 buc.
- transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2: 3 buc.
- ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP: 1 buc.
- descărcătoare 110 kV: 3 buc.
- punct de racordare la SEN: celula nouă LES 110 kV IS Işalnița din stația 220/110 kV Işalnița
- punct de interfață cu rețeaua: bara de 33 kV din instalația beneficiarului

In vederea realizarii constructiei se vor realiza urmatoarele amenajari si lucrari de teren:

Proiectare și Autorizare

- Adaptarea proiectului tehnic (PT+DE) pentru integrarea a 36 de containere BESS cu invertoare integrate.
- Recalcularea fluxurilor de putere și a curentului de scurtcircuit pentru noua capacitate de stocare de 8.466 MWh.
- Obținerea avizelor, autorizației de construire (AC).

Lucrări Civile și Amenajare Teren

- Pregătirea terenului, terasamente și realizarea platformelor betonate de mare rezistență pentru amplasarea celor 36 de containere BESS.
- Turnarea fundațiilor pentru cele 2 transformatoare de putere 110/33 kV, 100 MVA, și pentru stațiile electrice de 33 kV și 110 kV.
- Construcția rețelei de drumuri interioare pentru accesul macatrelor grele, împrejmuire, iluminat perimetral și rigole de drenaj.

Montaj BESS Containerizat și Integrat

- Transportul agabaritic, pozitionarea pe platforme și fixarea celor 36 de containere stocare BESS.
- Configurarea limitării soft/hard a convertoarelor integrate pentru a nu depăși plafonul de 150.78 MW aprobat prin Studiul de Solutie.
- Conectarea și integrarea sistemelor interne ale containerelor: racordare BMS/EMS, calibrare HVAC și verificare sistem de stingere incendii dedicat fiecărui container.

Infrastructură de Medie și Înaltă Tensiune (33 kV / 110 kV)

- Instalarea stațiilor PCS integrate cu transformator (tip EH-8000-HA-UD-10~33, 0,69/33 kV) și conectarea containerelor BESS (tip CATL Tener Stack, 8.466 MWh fiecare) la acestea.
- Pozarea rețelei subterane de cabluri de 33 kV de la stațiile PCS/transformator până la stația colectoare de 33 kV.
- Montajul stației de 33 kV (celule de linie, măsură și protecție).
- Montajul celor 2 transformatoare de putere 110/33 kV, 100 MVA, al cuvei de retenție a uleiului și al sistemelor de răcire aferente.

- Construcția/extinderea instalației de racordare în stația 220/110 kV Iașlnița la nivelul de 110 kV: echiparea celulei de linie 110 kV și a celor 2 celule de transformator 110 kV (întreruptoare, separatoare, descărcătoare, transformatoare de măsură).

Automatizare, Protecții și Comandă

- Integrarea sistemului Power Plant Controller (PPC) pentru garantarea limitării stricte a puterii evacuate în SEN la 150.78 MW.
- Configurare SCADA, protecții prin relee, sisteme de măsură și integrare în dispeceratul DEN/DEC.

Testare și Punere în Funcțiune (PiF)

- Teste la rece (izolație, continuitate) și teste la cald pe fiecare din cele 36 de containere.
- Teste de conformitate cu Codul Rețelei (inclusiv verificarea funcției de limitare a puterii active la 150.78 MW) și obținerea Certificatului de Racordare Finală.

Sistemul propus in cadrul scenariului B va utiliza o suprafata de teren mai mare decat cel din cadrul scenariului A, insa suprafata pusa la dispozitie de catre solicitant este suficienta si nu va periclita in absolut nici un mod implementarea si operarea sistemului de stocare indiferent de scenariul ales.

Pentru determinarea cantitatii de energie medie anuala tranzitata prin baterie au fost luate in considerare: capacitatea nominala a bateriei, gradul optim de incarcare/ descarcare si degradarea anuala medie a acesteia (informatie extrasa din literatura de specialitate, diferite oferte si carti tehnice cat si experienta personalului autorizat care a realizat prezentul studiu de fezabilitate).

Pentru determinarea cantitatii de energie medie anuala tranzitata prin baterie s-au considerat 350 de cicluri pe an, echivalent a aproximativ 350 zile de functionare (1 ciclu / zi). A fost luata in calcul o perioada de 15-16 zile pe an necesara mentenantei, a reviziilor si inlocuirilor de echipamente sau a altor activitati neprevazute care pot duce la sistarea preluarii energiei de catre capacitatea de stocare.

Analiza tehnică - Degradare Scenariul B

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
State of Health (SoH)	%	-	-	100.00%	98.00%	96.00%	94.00%	92.00%	90.00%	88.00%	86.00%
Capacitate utilizabila	MWh	-	-	304.78	298.68	292.59	286.49	280.40	274.30	268.21	262.11
Randament round-trip	%	-	-	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Cicluri echivalente complete / an	cicluri/an	-	-	350	350	350	350	350	350	350	350
Augmentare baterie	Da/Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu

An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
84.00%	82.00%	80.00%	95.00%	93.00%	91.00%	89.00%	87.00%	85.00%	83.00%
256.02	249.92	243.82	289.54	283.45	277.35	271.25	265.16	259.06	252.97
90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Nu	Nu	Da	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu

3.3. Costurile estimative ale investiţiei

Prezentul capitol cuprinde devizul general aferent obiectivului de investitie intocmit la faza studiu de fezabilitate, in conformitate cu prevederile HG nr. 907 /2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor / proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiţii iau în considerare costurile unor investiţii similare ori standarde de cost pentru investiţii similare corelativ cu caracteristicile tehnice şi parametrii specifici obiectivului de investiţii.

Investiția inițială în proiectul **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** se ridică la un total de:

- 477,904,220.22 lei (91,143,956.25 Euro) inclusiv TVA – Scenariul A
- 362,058,139.85 lei (69,050,261.25 Euro) inclusiv TVA – Scenariul B

Curs euro considerat conform Ghidului de Finantare: 1 EURO = 5,2434 RON.

DEVIZ GENERAL privind cheltuielile necesare realizarii Variantei A

Deviz General Scenariul A

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare totala (cu TVA)	
		Lei	Euro	Lei	Lei	Euro
1	2	3	4	7	8	9
CAPITOL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1	Obtinerea terenului	882,443.25	168,296.00	185,313.08	1,067,756.33	203,638.16
1.2	Amenajarea terenului	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		**934,877.25**	**178,296.00**	**196,324.22**	**1,131,201.47**	**215,738.16**
CAPITOL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
TOTAL CAPITOL 2		**38,849,156.66**	**7,678,053.00**	**8,158,322.90**	**47,007,479.56**	**8,965,076.01**
CAPITOL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica						
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	136,328.40	26,000.00	28,628.96	164,957.36	31,460.00
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	5,243.40	1,000.00	1,101.11	6,344.51	1,210.00

3.5.6	*Proiect tehnic si detalii de executie*	*78,651.00*	*15,000.00*	*16,516.71*	*95,167.71*	*18,150.00*
3.6	*Organizarea procedurilor de achizitie*	*31,460.40*	*6,000.00*	*6,606.68*	*38,067.08*	*7,260.00*
3.7	*Consultanta*	*41,685.03*	*7,950.00*	*8,753.85*	*50,438.88*	*9,619.50*
3.7.1	*Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii*	*25,954.83*	*4,950.00*	*5,450.51*	*31,405.34*	*5,989.50*
3.7.2	*Auditul financiar*	*15,730.20*	*3,000.00*	*3,303.34*	*19,033.54*	*3,630.00*
3.8	*Asistenta tehnica*	*78,651.00*	*15,000.00*	*16,516.72*	*95,167.72*	*18,150.00*
3.8.1	*Asistenta tehnica din partea proiectantului*	*26,217.00*	*5,000.00*	*5,505.58*	*31,722.58*	*6,050.00*
3.8.1.1	*pe perioada de executie a lucrarilor*	*13,108.50*	*2,500.00*	*2,752.79*	*15,861.29*	*3,025.00*
3.8.1.2	*pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de cate Inspectoratul de Stat in Constructii*	*13,108.50*	*2,500.00*	*2,752.79*	*15,861.29*	*3,025.00*
3.8.2	*Dirigentie de santier*	*52,434.00*	*10,000.00*	*11,011.14*	*63,445.14*	*12,100.00*
3.8.3	*Coordonator în materie de securitate și sănătate — conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 3		***340,558.83***	***64,950.00***	***71,517.35***	***412,076.18***	***78,589.50***
CAPITOL 4 *Cheltuieli pentru investitia de baza*						
4.1	*Constructii si instalatii*	*5,243,400.00*	*1,000,000.00*	*1,101,114.00*	*6,344,514.00*	*1,210,000.00*
4.2	*Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale*	*12,846,330.00*	*2,450,000.00*	*2,697,729.30*	*15,544,059.30*	*2,964,500.00*
4.3	*Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj*	*331,146,927.00*	*63,155,000.00*	*69,540,854.67*	*400,687,781.67*	*76,417,550.00*
4.4	*Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
4.5	*Dotari*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
4.6	*Active necorporale*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 4		***349,236,657.00***	***66,605,000.00***	***73,339,697.97***	***422,576,354.97***	***80,592,050.00***
CAPITOL 5 *Alte cheltuieli*						
5.1	*Organizare de santier*	*117,976.50*	*22,500.00*	*24,775.07*	*142,751.57*	*27,225.00*
5.1.1	*Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier*	*78,651.00*	*15,000.00*	*16,516.71*	*95,167.71*	*18,150.00*
5.1.2	*Cheltuieli conexe organizarii santierului*	*39,325.50*	*7,500.00*	*8,258.36*	*47,583.86*	*9,075.00*
5.2	*Comisioane, cote, taxe, costul creditului*	*5,714,208.24*	*1,089,790.64*	*0.00*	*5,714,208.24*	*1,089,790.64*

5.2.1	*Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare*	*4,456,890.00*	*850,000.00*	*0.00*	*4,456,890.00*	*850,000.00*
5.2.2	*Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii*	*292,399.59*	*55,765.27*	*0.00*	*292,399.59*	*55,765.27*
5.2.3	*Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii*	*58,479.92*	*11,153.05*	*0.00*	*58,479.92*	*11,153.05*
5.2.4	*Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5% din suma lucrărilor de C+M, fără TVA)*	*292,399.59*	*55,765.27*	*0.00*	*292,399.59*	*55,765.27*
5.2.5	*Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare*	*614,039.14*	*117,107.06*	*0.00*	*614,039.14*	*117,107.06*
5.3	*Cheltuieli diverse si neprevazute*	*584,799.18*	*111,530.53*	*122,807.83*	*707,607.01*	*134,951.94*
5.4	*Cheltuieli pentru informare si publicitate*	*18,351.90*	*3,500.00*	*3,853.90*	*22,205.80*	*4,235.00*
TOTAL CAPITOL 5		***6,435,335.82***	***1,227,321.17***	***151,436.80***	***6,586,772.62***	***1,256,202.58***
CAPITOL 6 *Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste*						
6.1	*Pregatirea personalului de exploatare*	*26,217.00*	*5,000.00*	*5,505.57*	*31,722.57*	*6,050.00*
6.2	*Probe tehnologice si teste*	*131,085.00*	*25,000.00*	*27,527.85*	*158,612.85*	*30,250.00*
TOTAL CAPITOL 6		***157,302.00***	***30,000.00***	***33,033.42***	***190,335.42***	***36,300.00***
CAPITOL 7 *Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*						
7.1	*Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4 +5.1.1)*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
7.2	*Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 7		***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***
TOTAL Proiect Scenariu A		***395,953,887.56***	***75,783,620.17***	***81,950,332.66***	***477,904,220.22***	***91,143,956.25***
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		***57,069,971.66***	***11,153,053.00***	***11,984,694.05***	***69,054,665.71***	***13,169,826.01***

Valoarea proiectului - scenariul A (LEI)	
Total cheltuieli eligibile	331,369,771.50
Total cheltuieli neeligibile	146,534,448.72
din care TVA	81,950,332.66

Total valoare proiect (inclusiv TVA)	477,904,220.22

	Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare totala (cu TVA)	
	Lei	Euro	Lei	Lei	Euro
TOTAL Scenariul A	395,953,887.56	75,783,620.17	81,950,332.66	477,904,220.22	91,143,956.25
TOTAL Constructii+Montaj	57,069,971.66	11,153,053.00	11,984,694.05	69,054,665.71	13,169,826.01

DEVIZ GENERAL privind cheltuielile necesare realizarii Variantei B

Deviz General Scenariul B

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare totala (cu TVA)	
		Lei	Euro	Lei	Lei	Euro
1	2	3	4	7	8	9
CAPITOL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1	Obtinerea terenului	882,443.25	168,296.00	185,313.08	1,067,756.33	203,638.16
1.2	Amenajarea terenului	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		**934,877.25**	**178,296.00**	**196,324.22**	**1,131,201.47**	**215,738.16**
CAPITOL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
TOTAL CAPITOL 2		**38,849,156.66**	**7,678,053.00**	**8,158,322.90**	**47,007,479.56**	**8,965,076.01**
CAPITOL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica						
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

3.5	*Proiectare*	*136,328.40*	*26,000.00*	*28,628.96*	*164,957.36*	*31,460.00*
3.5.1	*Tema de proiectare*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
3.5.2	*Studiu de prefezabilitate*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
3.5.3	*Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general*	*52,434.00*	*10,000.00*	*11,011.14*	*63,445.14*	*12,100.00*
3.5.4	*Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
3.5.5	*Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie*	*5,243.40*	*1,000.00*	*1,101.11*	*6,344.51*	*1,210.00*
3.5.6	*Proiect tehnic si detalii de executie*	*78,651.00*	*15,000.00*	*16,516.71*	*95,167.71*	*18,150.00*
3.6	*Organizarea procedurilor de achizitie*	*52,434.00*	*10,000.00*	*11,011.14*	*63,445.14*	*12,100.00*
3.7	*Consultanta*	*41,685.03*	*7,950.00*	*8,753.86*	*50,438.89*	*9,619.50*
3.7.1	*Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii*	*25,954.83*	*4,950.00*	*5,450.51*	*31,405.34*	*5,989.50*
3.7.2	*Auditul financiar*	*15,730.20*	*3,000.00*	*3,303.34*	*19,033.54*	*3,630.00*
3.8	*Asistenta tehnica*	*86,516.10*	*16,500.00*	*18,168.38*	*104,684.48*	*19,965.00*
3.8.1	*Asistenta tehnica din partea proiectantului*	*34,082.10*	*6,500.00*	*7,157.24*	*41,239.34*	*7,865.00*
3.8.1.1	*pe perioada de executie a lucrarilor*	*20,973.60*	*4,000.00*	*4,404.46*	*25,378.06*	*4,840.00*
3.8.1.2	*pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de cate Inspectoratul de Stat in Constructii*	*13,108.50*	*2,500.00*	*2,752.79*	*15,861.29*	*3,025.00*
3.8.2	*Dirigentie de santier*	*52,434.00*	*10,000.00*	*11,011.14*	*63,445.14*	*12,100.00*
3.8.3	*Coordonator în materie de securitate și sănătate — conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 3		***369,397.53***	***70,450.00***	***77,573.48***	***446,971.01***	***85,244.50***
CAPITOL 4 *Cheltuieli pentru investitia de baza*						
4.1	*Constructii si instalatii*	*18,089,730.00*	*3,450,000.00*	*3,798,843.30*	*21,888,573.30*	*4,174,500.00*
4.2	*Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale*	*10,486,800.00*	*2,000,000.00*	*2,202,228.00*	*12,689,028.00*	*2,420,000.00*
4.3	*Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj*	*225,466,200.00*	*43,000,000.00*	*47,347,902.00*	*272,814,102.00*	*52,030,000.00*
4.4	*Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
4.5	*Dotari*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*

4.6	*Active necorporale*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 4		***254,042,730.00***	***48,450,000.00***	***53,348,973.30***	***307,391,703.30***	***58,624,500.00***
CAPITOL 5 *Alte cheltuieli*						
5.1	*Organizare de santier*	*117,976.50*	*22,500.00*	*24,775.07*	*142,751.57*	*27,225.00*
5.1.1	*Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier*	*78,651.00*	*15,000.00*	*16,516.71*	*95,167.71*	*18,150.00*
5.1.2	*Cheltuieli conexe organizarii santierului*	*39,325.50*	*7,500.00*	*8,258.36*	*47,583.86*	*9,075.00*
5.2	*Comisioane, cote, taxe, costul creditului*	*4,890,994.44*	*932,790.64*	*0.00*	*4,890,994.44*	*932,790.64*
5.2.1	*Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare*	*3,408,210.00*	*650,000.00*	*0.00*	*3,408,210.00*	*650,000.00*
5.2.2	*Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii*	*344,833.59*	*65,765.27*	*0.00*	*344,833.59*	*65,765.27*
5.2.3	*Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii*	*68,966.72*	*13,153.05*	*0.00*	*68,966.72*	*13,153.05*
5.2.4	*Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5% din suma lucrărilor de C+M, fără TVA)*	*344,833.59*	*65,765.27*	*0.00*	*344,833.59*	*65,765.27*
5.2.5	*Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare*	*724,150.54*	*138,107.06*	*0.00*	*724,150.54*	*138,107.06*
5.3	*Cheltuieli diverse si neprevazute*	*689,667.18*	*131,530.53*	*144,830.11*	*834,497.29*	*159,151.94*
5.4	*Cheltuieli pentru informare si publicitate*	*18,351.90*	*3,500.00*	*3,853.90*	*22,205.80*	*4,235.00*
TOTAL CAPITOL 5		***5,716,990.02***	***1,090,321.17***	***173,459.07***	***5,890,449.09***	***1,123,402.58***
CAPITOL 6 *Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste*						
6.1	*Pregatirea personalului de exploatare*	*26,217.00*	*5,000.00*	*5,505.57*	*31,722.57*	*6,050.00*
6.2	*Probe tehnologice si teste*	*131,085.00*	*25,000.00*	*27,527.85*	*158,612.85*	*30,250.00*
TOTAL CAPITOL 6		***157,302.00***	***30,000.00***	***33,033.42***	***190,335.42***	***36,300.00***
CAPITOL 7 *Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*						
7.1	*Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4 +5.1.1)*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
7.2	*Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 7		***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***

TOTAL Proiect Scenariu B	***300,070,453.46***	***57,497,120.17***	***61,987,686.39***	***362,058,139.85***	***69,050,261.25***
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	***67,556,771.66***	***13,153,053.00***	***14,186,922.05***	***81,743,693.71***	***15,589,826.01***

Valoarea proiectului - scenariul A (LEI)	
Total cheltuieli eligibile	225,689,044.50
Total cheltuieli neeligibile	136,369,095.35
din care TVA	61,987,686.39
Total valoare proiect (inclusiv TVA)	362,058,139.85

	Valoare (fara TVA)		***TVA***	***Valoare totala (cu TVA)***	
	Lei	***Euro***	***Lei***	***Lei***	***Euro***
TOTAL Scenariul B	300,070,453.46	57,497,120.17	61,987,686.39	362,058,139.85	69,050,261.25
TOTAL Constructii+Montaj	67,556,771.66	13,153,053.00	14,186,922.05	81,743,693.71	15,589,826.01

3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor

a) **studiu topografic;**

Se vor realiza in etapele urmatoare de dezvoltare ale proiectului.

b) **studiu geotehnic si/sau studii de analiza si de stabilitate a terenului;**

Se vor realiza in etapele urmatoare de dezvoltare ale proiectului.

c) **studiu hidrologic, hidrogeologic;**

Nu este cazul.

d) **studiu privind posibilitatea utilizarii unor sisteme alternative de eficienta ridicata pentru cresterea performantei energetice;**

Nu e cazul.

e) **studiu de trafic si studiu de circulatie;**

Nu e cazul.

f) **raport de diagnostic arheologic preliminar in vederea exproprierii, pentru obiectivele de investitii ale caror amplasamente urmeaza a fi expropriate pentru cauza de utilitate publica;**

Nu e cazul.

g) **studiu peisagistic in cazul obiectivelor de investitii care se refera la amenajari spatii verzi si peisajere;**

Nu e cazul.

h) **studiu privind valoarea resursei culturale;**

Nu e cazul.

i) **studii de specialitate necesare in functie de specificul investitiei.**

Se vor respecta solicitările din certificatul de urbanism si autorizatia de construire. Daca este necesar se va efectua un studiu de impact de mediu.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Tabel 13 – Grafic de realizare a investitiei

Nr. Crt.	ACTIVITATE / LUNA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Organizare procedura achizitii																								
2	Livrare echipamente																								
3	Asigurarea publicitatii si vizibilitatii proiectului																								
4	Management de proiect																								
5	Amplasare si montaj echipamente																								
6	PIF si racord la SEN																								
7	Probe tehnologice si teste																								
8	Obtinere certificat de racordare																								
9	Realizarea raportului de audit financiar final																								

Durata de execuție a obiectivului de investiții (perioada, exprimată în luni, cuprinsă între data stabilită de investitor pentru începerea lucrărilor de execuție și comunicată executantului și data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepției la terminarea lucrărilor) este de 24 luni calendaristice.

4. Analiza fiecarui/fiecarei scenariu/optiuni tehnico-economic(e) propus(e)

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință

Analiza necesității promavării acestei investiții s-a realizat ținând cont, în cazul ambelor scenarii identificate, de următoarele aspecte:

- Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generație cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanța proiectului și va optimiza utilizarea sistemelor de distribuție si transport al energiei electrice;
- Reducerea consumului de combustibili fosili;
- Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calitații vieții;
- Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;
- Crearea de noi locuri de muncă, în fazele de dezvoltare ale proiectului;
- Oferă rezultate orare pentru rețeaua națională conform notificărilor, cu un grad ridicat de predictibilitate;
- Capacitate fermă orară livrată rețelei naționale conform notificărilor de producție;
- Capacitate de echilibrare a parametrilor sistemului electroenergetic national

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția

Obiectivul de investiții **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** presupune realizarea unei instalații autonome de stocare a energiei electrice, împreună cu infrastructura electrică, civilă și de securitate necesară funcționării acesteia.

Având în vedere natura investiției, analiza vulnerabilităților urmărește identificarea principalilor factori de risc naturali, antropici și climatici care pot afecta amplasamentul, echipamentele, infrastructura asociată, continuitatea funcționării și siguranța în exploatare.

Analiza este realizată în conformitate cu principiile de prevenire și gestionare a riscurilor și cu necesitatea de adaptare a infrastructurii energetice la efectele actuale și prognozate ale

schimbărilor climatice. România dispune în prezent de Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice pentru perioada 2024–2030, cu perspectiva anului 2050, aprobată prin H.G. nr. 1.010/2024, care include sectorul energetic între domeniile pentru care sunt analizate efectele schimbărilor climatice și măsurile de adaptare.

Vulnerabilități generate de factori naturali

Principalii factori naturali care pot influența realizarea și exploatarea obiectivului sunt:

- cutremurele;
- inundațiile și acumulările de apă;
- precipitațiile abundente;
- furtunile și vânturile puternice;
- descărcările electrice atmosferice;
- temperaturile extreme;
- căderile de grindină;
- depunerile de zăpadă și fenomenele de îngheț-dezgheț;
- fenomenele de secetă și perioadele cu temperaturi ridicate;
- alunecările sau instabilitatea terenului, în funcție de caracteristicile amplasamentului.

Riscul seismic

România prezintă un nivel semnificativ de hazard seismic, cu variații importante în funcție de amplasament. Pentru proiectarea infrastructurii construcției și a elementelor structurale se vor utiliza parametrii seismici corespunzători amplasamentului, conform reglementărilor tehnice în vigoare și studiului geotehnic.

Codul de proiectare seismică P100-1 face parte din reglementările tehnice de referință utilizate în proiectarea construcțiilor în România.

În cazul unei instalații BESS, un eveniment seismic poate afecta fundațiile, platformele, containerele de baterii, transformatoarele, echipamentele de conversie, cablurile și conexiunile electrice. În consecință, proiectarea va urmări asigurarea stabilității mecanice și structurale a echipamentelor și a elementelor de infrastructură.

Se vor prevedea, după caz, sisteme de fixare și ancorare corespunzătoare, iar echipamentele vor fi instalate pe fundații și platforme dimensionate în conformitate cu cerințele de proiectare aplicabile.

Riscul de inundații și acumulări de apă

Precipitațiile abundente și evenimentele hidrologice extreme pot conduce la inundarea temporară a terenului sau la acumularea apelor meteorice în zona echipamentelor.

Acest risc este important în cazul unei instalații BESS deoarece prezența apei în zona echipamentelor electrice poate determina defectarea acestora, scurtcircuite, reducerea nivelului de siguranță electrică și, în anumite situații, apariția unor evenimente secundare.

Pentru diminuarea vulnerabilității se vor avea în vedere:

- amplasarea echipamentelor la cote corespunzătoare;
- realizarea unor platforme tehnice adecvate;
- asigurarea evacuării controlate a apelor pluviale;
- evitarea formării de acumulări de apă în jurul echipamentelor;
- dimensionarea sistemelor de drenaj în raport cu condițiile amplasamentului;
- verificarea riscului de inundabilitate pe baza documentațiilor și hărților oficiale disponibile pentru zona de amplasare.

Managementul riscului la inundații și adaptarea infrastructurii la precipitații extreme reprezintă în prezent o componentă importantă a politicilor naționale de adaptare la schimbările climatice.

Riscul asociat vântului puternic și furtunilor

Vânturile puternice și furtunile pot afecta împrejmuirea, structurile metalice, elementele exterioare, cablurile și alte componente supraterane ale investiției.

Măsurile de reducere a vulnerabilității vor consta în dimensionarea elementelor structurale și a sistemelor de fixare conform parametrilor de calcul corespunzători amplasamentului și prevederilor reglementărilor tehnice aplicabile.

De asemenea, în exploatare se vor efectua inspecții periodice ale împrejmuirii, structurilor și elementelor expuse factorilor atmosferici.

Descărcările electrice atmosferice

Fenomenele de natură electrică atmosferică pot produce supratensiuni și pot afecta echipamentele electronice și electrice ale instalației.

Pentru protecția investiției se vor prevedea, în funcție de soluția tehnică finală:

- instalații de protecție împotriva trăsnetului;
- instalații de legare la pământ;

- dispozitive de protecție la supratensiuni;
- sisteme corespunzătoare de protecție și coordonare a izolației;
- măsuri de protecție pentru echipamentele de comandă, control și comunicații.

Temperaturile extreme

Temperaturile ridicate reprezintă un factor important pentru o instalație BESS, întrucât funcționarea bateriilor este influențată de temperatura mediului și de temperatura internă a celulelor.

Perioadele cu temperaturi foarte ridicate pot conduce la creșterea solicitării sistemelor de răcire și, în cazul depășirii limitelor admise de producător, la reducerea performanței și duratei de viață a bateriilor.

În sens opus, temperaturile scăzute pot influența capacitatea de încărcare și descărcare a bateriilor și pot necesita măsuri de încălzire sau condiționare a spațiilor tehnice.

Din acest motiv, sistemul BESS va fi prevăzut cu **sistem de management termic**, dimensionat în conformitate cu tehnologia de baterii utilizată și cu condițiile climatice ale amplasamentului.

Vulnerabilități generate de schimbările climatice

Schimbările climatice reprezintă un factor de risc care trebuie luat în considerare pe întreaga durată de viață a investiției, nu numai în etapa de proiectare.

Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice identifică, printre fenomenele relevante pentru România, creșterea frecvenței și intensității precipitațiilor extreme, creșterea temperaturilor, perioadele de secetă și modificarea altor indicatori climatici. Pentru precipitațiile intense este indicată, de exemplu, tendința de creștere a numărului de zile cu cantități de precipitații de peste 20 mm.

Pentru instalația BESS, principalele efecte potențiale ale schimbărilor climatice sunt:

Creșterea temperaturilor medii și a frecvenței valurilor de căldură – poate determina creșterea necesarului de răcire și poate afecta performanța bateriilor.

Creșterea frecvenței precipitațiilor intense – poate determina creșterea riscului de acumulare a apei și de inundare locală.

Creșterea frecvenței fenomenelor meteorologice extreme – poate conduce la solicitări mecanice și electrice mai importante asupra infrastructurii.

Perioade mai lungi de secetă și temperaturi ridicate – pot favoriza apariția vegetației uscate în proximitatea amplasamentului și, implicit, creșterea riscului de propagare a incendiilor din exterior.

Prin urmare, proiectarea investiției va urmări aplicarea unor măsuri de **adaptare climatică**, astfel încât infrastructura să poată funcționa în condiții de siguranță și în situația intensificării fenomenelor meteorologice extreme.

Vulnerabilități generate de factori antropici

Factorii antropici reprezintă riscurile generate de activități umane, deficiențe de exploatare, intervenții neautorizate sau evenimente accidentale.

Pentru investiția analizată sunt relevante următoarele categorii:

- incendii și explozii;
- erori umane;
- defectarea sau exploatarea necorespunzătoare a echipamentelor;
- intervenții neautorizate;
- vandalism și acces neautorizat;
- furtul de echipamente și materiale;
- deteriorarea accidentală a cablurilor și instalațiilor;
- accidente în timpul lucrărilor de mentenanță;
- incendii provenite din exteriorul amplasamentului;
- incidente generate de lucrări efectuate în proximitatea instalației;
- atacuri informatice asupra sistemelor de control și monitorizare;
- întreruperi sau perturbări ale comunicațiilor.

Riscul de incendiu și evenimente termice

În cazul sistemelor BESS, riscul de incendiu reprezintă una dintre principalele vulnerabilități specifice tehnologiei de stocare electrochimică.

Un defect intern al unei celule, deteriorarea mecanică, supraîncărcarea, scurtcircuitul sau funcționarea în afara parametrilor prevăzuți de producător pot conduce, în funcție de tehnologia utilizată, la creșterea temperaturii și la apariția fenomenului de **thermal runaway**, cu posibilitatea propagării către alte celule sau module.

Pentru reducerea acestui risc, soluția tehnică va include sisteme de monitorizare și protecție corespunzătoare, precum:

- Battery Management System (BMS);
- monitorizarea temperaturii;
- monitorizarea tensiunii și curentului;
- protecții împotriva supratensiunilor și supracurenților;
- sisteme de detectare și alarmare;
- sisteme de ventilație și/sau management termic;
- sisteme de protecție și stingere, conform soluției aprobate;
- separarea corespunzătoare a echipamentelor;
- sisteme de oprire de urgență.

Cerințele concrete privind securitatea la incendiu vor fi stabilite în documentația tehnică și scenariul de securitate la incendiu, în funcție de tehnologia și echipamentele utilizate. În România, cadrul privind apărarea împotriva incendiilor este reglementat inclusiv prin Legea nr. 307/2006, aflată în formă consolidată și actualizată inclusiv în anul 2026, precum și prin normele metodologice privind avizarea și autorizarea de securitate la incendiu.

Riscul electric

Instalația BESS va include echipamente electrice de putere, sisteme de conversie, transformatoare, tablouri, cabluri și instalații de protecție, care pot prezenta riscuri în cazul defectării sau exploatării necorespunzătoare.

Principalele riscuri sunt reprezentate de:

- scurtcircuite;
- supracurenți;
- supratensiuni;
- defecte de izolație;
- apariția tensiunilor de atingere;
- arcuri electrice;
- defectarea transformatoarelor;
- deteriorarea cablurilor.

Reducerea acestor vulnerabilități se va realiza prin dimensionarea corespunzătoare a instalațiilor, utilizarea protecțiilor electrice adecvate, realizarea instalațiilor de legare la pământ și aplicarea procedurilor de exploatare și mentenanță.

Riscul de acces neautorizat, vandalism și furt

O instalație BESS conține echipamente electrice și electronice cu valoare ridicată, ceea ce poate constitui o țintă pentru furt sau vandalism.

Pentru reducerea acestui risc se vor prevedea, după caz:

- împrejmuirea terenului;
- controlul accesului;
- porți securizate;
- iluminat perimetral;
- sisteme de supraveghere video;
- sisteme de alarmare;
- monitorizarea accesului în zonele tehnice;
- semnalizarea corespunzătoare a zonelor cu acces restricționat.

Măsurile vor fi corelate cu importanța și configurația finală a obiectivului.

Riscuri informatice și de comunicații

Instalația BESS va utiliza sisteme digitale pentru monitorizare, control, achiziția datelor și managementul energiei. În consecință, perturbarea comunicațiilor sau accesul neautorizat la sistemele de control poate afecta funcționarea instalației.

Se recomandă implementarea unor măsuri de securitate cibernetică, inclusiv:

- controlul accesului la sistemele informatice;
- autentificare și autorizare;
- segmentarea rețelelor;
- utilizarea unor comunicații securizate;
- actualizarea controlată a sistemelor software;
- monitorizarea evenimentelor informatice;
- realizarea periodică a copiilor de siguranță;
- existența unor proceduri de răspuns la incidente.

Aceste măsuri vor fi adaptate soluției de automatizare, SCADA și EMS adoptate pentru proiect.

Riscul de eroare umană

Erorile de operare, mentenanță sau intervenție pot reprezenta o vulnerabilitate importantă pentru instalațiile de stocare.

Riscul va fi diminuat prin:

- instruirea personalului;
- accesul numai al personalului autorizat;
- elaborarea procedurilor de exploatare;
- proceduri de oprire și pornire;
- proceduri pentru situații de urgență;
- mentenanță preventivă;
- monitorizarea parametrilor de funcționare;
- utilizarea sistemelor automate de protecție.

Intervențiile asupra instalațiilor electrice și echipamentelor BESS vor fi efectuate numai de personal competent și autorizat, conform atribuțiilor și procedurilor aplicabile.

Analiza sintetică a vulnerabilităților

Factor de risc	Vulnerabilitatea investiției	Nivel estimativ	Măsuri principale de reducere
Cutremur	Afectarea fundațiilor și echipamentelor	Mediu	Proiectare seismică, ancorare și fundații corespunzătoare
Inundații	Afectarea echipamentelor electrice	Mediu	Platforme ridicate, drenaj și evacuarea apelor
Precipitații extreme	Acumulări de apă, eroziune	Mediu	Sisteme de drenaj și dimensionare corespunzătoare
Vânt puternic	Afectarea structurilor și echipamentelor	Mediu	Dimensionare structurală și fixare
Trăsnet	Supratensiuni și defectarea echipamentelor	Mediu	Paratrăsnet, împământare și SPD
Temperaturi extreme	Reducerea performanței bateriilor	Mediu-Ridicat	Sistem de management termic
Grindină	Deteriorarea elementelor exterioare	Scăzut-Mediu	Echipamente și carcase cu protecție adecvată
Incendiu BESS	Afectarea echipamentelor și întreruperea funcționării	Ridicat	BMS, detectare, alarmare, protecție și stingere

Defect electric	Incendiu, arc electric, avarie	Mediu-Ridicat	Protecții, împământare, monitorizare
Eroare umană	Operare necorespunzătoare	Mediu	Instruire și proceduri
Vandalism/furt	Deteriorarea sau pierderea echipamentelor	Mediu	Împrejmuire, CCTV, control acces
Atac cibernetic	Perturbarea sistemelor de control	Mediu	Securizare IT/OT și control acces
Incendiu exterior	Propagarea focului către instalație	Scăzut-Mediu	Întreținerea amplasamentului și măsuri PSI
Secetă/caniculă	Solicitarea sistemelor de răcire	Mediu	Management termic și monitorizarea temperaturii

Nivelurile prezentate au caracter **orientativ**, urmând ca evaluarea detaliată a riscurilor să fie realizată în etapa de proiectare, pe baza caracteristicilor exacte ale amplasamentului, studiului geotehnic, studiilor hidrologice/hidrogeologice, parametrilor climatici locali, condițiilor de racordare și specificațiilor tehnice ale echipamentelor.

Măsuri generale de adaptare și reziliență

Pentru creșterea rezilienței investiției se vor avea în vedere, încă din etapa de proiectare, următoarele măsuri:

- **Alegerea echipamentelor BESS pentru condițiile climatice ale amplasamentului**, cu respectarea intervalelor de temperatură și umiditate specificate de producător.
- **Implementarea unui sistem performant de management termic**, capabil să mențină bateriile în domeniul optim de funcționare.
- **Asigurarea protecției împotriva incendiilor**, inclusiv detectarea timpurie a evenimentelor anormale și posibilitatea de oprire controlată a sistemului.
- **Realizarea unei infrastructuri adecvate de drenaj**, astfel încât precipitațiile extreme să nu afecteze echipamentele.
- **Dimensionarea infrastructurii structurale și a echipamentelor în funcție de acțiunile climatice și seismice relevante pentru amplasament.**
- **Realizarea unei instalații de legare la pământ și a sistemelor de protecție împotriva trăsnetului și supratensiunilor.**

- **Asigurarea securității fizice a amplasamentului**, prin împrejmuire și controlul accesului.
- **Implementarea unor sisteme de monitorizare și automatizare**, care să permită detectarea rapidă a parametrilor anormali.
- **Realizarea unui program de mentenanță preventivă**, inclusiv pentru baterii, sisteme de conversie, transformatoare, instalații de protecție și sistemele de climatizare.
- **Implementarea unor măsuri de securitate cibernetică**, având în vedere integrarea instalației în sisteme de monitorizare și control.

Analiza vulnerabilităților evidențiază faptul că investiția într-o instalație BESS este expusă atât unor factori naturali și climatici, cât și unor riscuri antropice și tehnologice. Dintre acestea, o importanță deosebită prezintă **temperaturile extreme, precipitațiile intense, fenomenele meteorologice severe, riscul seismic, incendiul asociat sistemelor electrochimice, defectele electrice, eroarea umană, accesul neautorizat și riscurile informatice**.

Vulnerabilitățile identificate pot fi reduse semnificativ printr-o proiectare adecvată, alegerea unor echipamente conforme cu cerințele tehnice aplicabile, implementarea sistemelor de protecție, monitorizare și management termic, precum și prin aplicarea unor proceduri corespunzătoare de exploatare și mentenanță.

În ceea ce privește schimbările climatice, investiția va fi proiectată astfel încât să țină cont atât de condițiile climatice actuale, cât și de tendințele de evoluție a fenomenelor extreme. Strategia națională în vigoare pentru perioada 2024–2030, cu perspectiva anului 2050, tratează explicit adaptarea la schimbările climatice și include măsuri pentru sectorul energetic, ceea ce susține necesitatea integrării criteriilor de reziliență climatică în proiectarea noilor infrastructuri energetice.

În consecință, prin măsurile tehnice și organizatorice prevăzute în cadrul proiectului, obiectivul de investiții poate fi realizat și exploatat în condiții corespunzătoare de **siguranță, continuitate, reziliență și adaptare la factorii de risc**, cu condiția respectării cerințelor specifice amplasamentului și a reglementărilor tehnice aplicabile la momentul proiectării și execuției.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

- necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;

Nu sunt necesare relocari de utilitati.

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Utilitatile necesare functionarii constau in alimentarea cu energie electrica. Capacitatea de stocare va fi conectata direct la SEN, conform avizului tehnic de racordare.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

Impactul social și cultural, egalitatea de șanse

Impactul social al proiectului este unul crescut, lucrarile avand efect imediat nu numai pentru imediata zona cat si pentru cei din zonele vecine, respectiv persoanele care tranzitează zona, prin efectele imediate ale proiectului, respectiv reducerea poluarii si imbunatatirea considerabila a calitatii energiei electrice.

Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare

In faza de executie a lucrarilor se estimeaza un necesar de forta de munca de 40-50 persoane, calificate si necalificate. In faza de operare, pentru monitorizarea si managementul capacitatii de stocare este necesara angajarea a unei persoane, calificate conform inforamtiilor prezentate in analiza cost-beneficiu.

Sustenabilitatea obiectivului de investiții **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** reprezintă capacitatea investiției de a asigura, pe întreaga perioadă de exploatare, atingerea obiectivelor tehnice și economice propuse, cu menținerea unui nivel corespunzător de performanță, siguranță și eficiență și cu respectarea principiilor de protecție a mediului și de utilizare responsabilă a resurselor.
Investiția propusă constă în realizarea unei instalații autonome de stocare a energiei electrice de tip **BESS (Battery Energy Storage System)**, împreună cu infrastructura energetică și civilă aferentă, respectiv stație de transformare, instalații electrice, sisteme de control și monitorizare,

platforme tehnice, împrejmuire și amenajările necesare amplasamentului. Prin natura sa, proiectul contribuie la dezvoltarea infrastructurii energetice necesare tranziției către un sistem energetic mai flexibil și la integrarea unui volum în creștere de energie electrică produsă din surse regenerabile.

Sustenabilitatea economică și financiară

Sustenabilitatea economică a investiției este susținută de necesitatea tot mai mare de capacități de stocare și flexibilitate în cadrul Sistemului Energetic Național.

Creșterea ponderii surselor regenerabile variabile, în special a capacităților fotovoltaice și eoliene, determină apariția unor diferențe temporale între disponibilitatea energiei electrice și necesarul de consum. În acest context, capacitățile BESS pot permite stocarea energiei în anumite intervale și utilizarea sau livrarea ulterioară a acesteia, în funcție de condițiile tehnice și comerciale aplicabile.

Viabilitatea economică pe termen lung a instalației este susținută de posibilitatea utilizării capacității de stocare pentru activități și servicii compatibile cu cadrul de reglementare aplicabil, precum:

- stocarea și restituirea energiei electrice;
- deplasarea temporală a energiei electrice între perioade cu disponibilitate și perioade cu necesar crescut;
- furnizarea de flexibilitate sistemului energetic;
- participarea, în condițiile reglementărilor aplicabile, la mecanismele și piețele de energie și de echilibrare;
- contribuția la gestionarea variațiilor de producție și consum;
- valorificarea energiei electrice în funcție de condițiile de piață și de strategia de exploatare a instalației.

Prin exploatarea corespunzătoare a instalației și efectuarea lucrărilor de mentenanță prevăzute de producător, se urmărește menținerea performanțelor tehnice ale echipamentelor și reducerea costurilor generate de opriri neplanificate și defecțiuni.

Sustenabilitatea financiară va fi asigurată printr-un model de exploatare adaptat condițiilor de piață și prin asigurarea resurselor necesare pentru operarea, mentenanța și înlocuirea, atunci când este necesar, a componentelor instalației care prezintă uzură sau degradare în timp. Acestea vor fi detaliate in cadrul analizei cost-beneficiu.

Sustenabilitatea tehnică

Sustenabilitatea tehnică a investiției este asigurată prin utilizarea unor echipamente moderne, destinate funcționării în regim intensiv de încărcare și descărcare și integrate într-un sistem automatizat de monitorizare și control.

Sistemul BESS va fi alcătuit din componente tehnologice interdependente, precum baterii, sisteme de conversie a energiei, sisteme de management al bateriilor, sisteme de management energetic, echipamente de protecție și control, transformatoare și instalații auxiliare.

Pentru asigurarea unei funcționări durabile se vor avea în vedere:

- selectarea echipamentelor în funcție de parametrii proiectului și de condițiile de exploatare;
- respectarea parametrilor de încărcare și descărcare impuși de producător;
- utilizarea unui sistem BMS pentru monitorizarea parametrilor bateriilor;
- monitorizarea temperaturii și asigurarea managementului termic;
- utilizarea sistemelor de protecție și automatizare;
- monitorizarea permanentă a parametrilor de funcționare;
- realizarea lucrărilor de mentenanță preventivă și corectivă;
- efectuarea periodică a verificărilor și testelor;
- actualizarea și întreținerea sistemelor de control și comunicații;
- înlocuirea componentelor care ajung la sfârșitul duratei de viață.

Un element important al sustenabilității tehnice îl reprezintă **degradarea progresivă a capacității bateriilor**. În timpul exploatării, capacitatea disponibilă a sistemului poate scădea gradual ca urmare a numărului de cicluri, a temperaturii de funcționare, a adâncimii de descărcare și a altor factori. Pentru menținerea performanțelor sistemului pe durata de exploatare se vor aplica strategiile de operare recomandate de producător și, după caz, se vor putea realiza lucrări de înlocuire sau suplimentare a modulelor de baterii.

Sustenabilitatea energetică

Investiția contribuie la creșterea sustenabilității sistemului energetic prin dezvoltarea unei capacități de stocare care poate facilita integrarea energiei electrice produse din surse regenerabile.

Sursele regenerabile precum energia solară și eoliană prezintă un caracter variabil, producția fiind dependentă de condițiile meteorologice. Instalația BESS permite decuplarea temporală dintre momentul în care energia electrică este disponibilă și momentul în care aceasta este utilizată sau livrată.

Prin urmare, capacitatea de stocare poate contribui la:

- reducerea necorelării dintre producție și consum;
- creșterea flexibilității sistemului energetic;
- integrarea unor capacități suplimentare de producere din surse regenerabile;
- reducerea situațiilor în care energia regenerabilă disponibilă nu poate fi valorificată în mod eficient;
- îmbunătățirea gestionării fluxurilor de energie electrică;
- creșterea rezilienței infrastructurii energetice.

În acest sens, investiția se încadrează în direcția de dezvoltare a unui sistem energetic mai flexibil, mai eficient și cu emisii reduse de carbon.

Sustenabilitatea din punct de vedere al protecției mediului

Realizarea și exploatarea instalației BESS se vor desfășura cu respectarea cerințelor privind protecția mediului și gestionarea corespunzătoare a deșeurilor și materialelor rezultate din activitatea de construcție și exploatare.

În perioada de execuție se vor lua măsuri pentru limitarea impactului asupra mediului, inclusiv:

- gestionarea corespunzătoare a deșeurilor rezultate din lucrări;
- prevenirea poluării solului și a apelor;
- evitarea depozitării necontrolate a materialelor;
- limitarea emisiilor de praf și a zgomotului;
- utilizarea corespunzătoare a utilajelor și echipamentelor;
- refacerea zonelor afectate temporar de lucrări, după caz.

În perioada de exploatare, instalația BESS nu presupune procese de ardere și nu generează emisii directe semnificative de gaze cu efect de seră asociate procesului de stocare propriu-zis.

Un aspect important îl reprezintă **gestionarea bateriilor la sfârșitul perioadei de utilizare**. Bateriile și componentele aferente vor fi gestionate conform legislației aplicabile privind bateriile, deșeurile și responsabilitatea producătorilor, fiind urmărită predarea acestora către operatori autorizați și, acolo unde este posibil, recuperarea și reciclarea materialelor.

De asemenea, exploatarea instalației va urmări prevenirea scurgerilor accidentale, gestionarea corespunzătoare a eventualelor substanțe auxiliare și menținerea în stare corespunzătoare a echipamentelor de protecție.

Utilizarea eficientă a resurselor

Proiectul urmărește utilizarea eficientă a resurselor prin exploatarea unei instalații automatizate și prin utilizarea energiei electrice stocate în funcție de necesitățile sistemului.

În etapa de proiectare se va urmări optimizarea soluției tehnice astfel încât să fie utilizate eficient terenul, materialele, energia și infrastructura necesară.

Totodată, prin utilizarea unor echipamente cu randament ridicat și prin monitorizarea parametrilor de funcționare se urmărește reducerea pierderilor energetice și menținerea eficienței instalației pe durata exploatării.

Sustenabilitatea socială și impactul asupra comunității

Realizarea investiției are un impact social predominant pozitiv, prin contribuția la dezvoltarea infrastructurii energetice și la creșterea capacității de stocare a energiei electrice.

În etapa de execuție, proiectul va genera locuri de muncă directe și indirecte pentru personalul implicat în lucrările de construcții, instalații electrice, montaj, punere în funcțiune și servicii conexe.

În perioada de exploatare, vor fi necesare activități de monitorizare, mentenanță și intervenție tehnică, contribuind la menținerea unor activități economice locale și regionale.

Investiția nu presupune, în condiții normale de funcționare, activități industriale generatoare de emisii importante sau de trafic intens, iar accesul în zona tehnică va fi controlat.

Adaptarea la schimbările climatice

Sustenabilitatea investiției este corelată cu capacitatea acesteia de a face față efectelor schimbărilor climatice pe durata de exploatare.

În proiectarea instalației vor fi avute în vedere fenomene precum:

- creșterea temperaturilor medii și apariția mai frecventă a valurilor de căldură;
- precipitații abundente și evenimente pluviale extreme;
- perioade de secetă;
- furtuni și vânturi puternice;
- variații importante de temperatură;

- fenomene meteorologice extreme.

Pentru diminuarea vulnerabilității se vor utiliza, după caz, sisteme de climatizare și management termic, platforme tehnice și sisteme de drenaj corespunzătoare, protecții împotriva supratensiunilor și trăsnetului și soluții constructive adaptate condițiilor locale.

Astfel, investiția va fi proiectată nu numai în funcție de condițiile climatice existente la momentul realizării proiectului, ci și ținând cont de necesitatea menținerii funcționalității și siguranței infrastructurii pe termen lung.

Managementul și mentenanța investiției

Pentru asigurarea sustenabilității pe termen lung va fi implementat un program de exploatare și mentenanță preventivă, în conformitate cu instrucțiunile producătorilor echipamentelor și cu cerințele tehnice aplicabile.

Programul de mentenanță va include, după caz:

- verificarea modulelor și sistemelor de baterii;
- monitorizarea stării de sănătate a bateriilor (State of Health – SOH);
- verificarea sistemelor BMS și EMS;
- verificarea sistemelor de conversie;
- verificarea transformatoarelor și instalațiilor electrice;
- verificarea sistemelor de protecție și automatizare;
- verificarea sistemelor de climatizare și management termic;
- verificarea sistemelor de protecție împotriva incendiilor;
- verificarea instalațiilor de legare la pământ;
- verificarea sistemelor de monitorizare și comunicații;
- verificarea infrastructurii fizice și a împrejmuirii.

Monitorizarea continuă a parametrilor instalației va permite identificarea din timp a eventualelor abateri de la regimul normal de funcționare și intervenția preventivă înainte de apariția unor defecțiuni majore.

Sustenabilitatea pe întreg ciclul de viață

Sustenabilitatea investiției va fi urmărită pe întreg ciclul de viață al obiectivului, de la etapa de proiectare și execuție până la exploatare, modernizare și, în final, dezafectare.

În etapa de proiectare se va urmări alegerea unor echipamente fiabile și eficiente energetic, precum și asigurarea accesului pentru mentenanță și înlocuirea componentelor.

În perioada de exploatare se va urmări menținerea parametrilor tehnici ai instalației și efectuarea lucrărilor de mentenanță.
La sfârșitul duratei de viață, echipamentele și materialele rezultate din dezafectare vor fi gestionate conform legislației aplicabile, cu prioritate pentru reutilizarea, valorificarea și reciclarea componentelor care permit acest lucru.
O atenție deosebită va fi acordată bateriilor, care vor fi colectate și gestionate prin operatori autorizați, în vederea valorificării materialelor recuperabile și limitării impactului asupra mediului.

Realizarea obiectivului **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** prezintă un nivel ridicat de sustenabilitate din punct de vedere tehnic, energetic și al contribuției la dezvoltarea unui sistem energetic modern.
Investiția răspunde unei necesități actuale și de perspectivă privind creșterea capacității de stocare și flexibilitate a sistemului energetic, în contextul dezvoltării accelerate a surselor regenerabile și al procesului de electrificare a economiei.
Sustenabilitatea proiectului va fi asigurată prin utilizarea unor tehnologii moderne de stocare, prin realizarea unei infrastructuri energetice adecvate, prin implementarea unor sisteme de monitorizare și protecție, prin efectuarea lucrărilor de mentenanță și prin gestionarea corespunzătoare a echipamentelor și bateriilor pe întreg ciclul lor de viață.
Prin măsurile propuse, obiectivul de investiții poate asigura o exploatare **sigură, eficientă, durabilă și adaptată condițiilor viitoare ale sectorului energetic**, contribuind totodată la integrarea energiei din surse regenerabile și la creșterea flexibilității Sistemului Energetic Național.

4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții

Cu doar aproximativ 1900 MWh de stocare în baterii instalate, flexibilitatea sistemului energetic se bazează în prezent pe pe centralele hidroelectrice și pe activele de generare convenționale pe bază de cărbune și de gaze naturale. Acest lucru se reflectă, la rândul său, în gradul ridicat de concentrare pe piața de echilibrare, fiind unele dintre cele mai mari costuri de echilibrare din Europa (EWEA 2016). Acest lucru s-a accentuat odată cu punerea în aplicare a "European Green Deal", care a impus eliminarea plafonului de preț pe piața de echilibrare - o măsură pusă în aplicare ca începând cu 1 septembrie 2020. În lipsa unor opțiuni alternative de flexibilitate, cum ar fi stocarea și cererea de management, să joace vreun rol semnificativ în rețeaua românească în curând, acomodarea producției variabile de energie electrică a fost făcută și mai scumpă prin creșterea prețurilor pe pieței de echilibrare.

Instalarea de capacități adiționale de stocare a energiei, dar si de producere a energiei din surse regenerabile până în anul 2030 va necesita implementarea unui calendar de înlocuire graduală a cărbunelui din mixul energetic, coroborat cu dezvoltarea unui cadru de reglementare și investițional stimulativ, care să încurajeze penetrarea tehnologiilor regenerabile, dezvoltarea rețelei de transport și digitalizarea sectorului.

Prin intermediul reformelor și investițiilor propuse în cadrul acestui program, se urmărește asigurarea capacității de reziliență a sistemului energetic românesc prin creșterea capacitatii de stocare a energiei si a ponderii livrarii de energie electrică din surse regenerabile.

Romania are in continuare nevoie de o accelerare a procesului de instalare a capacitatilor de stocare a energiei, proces care aduce si alte beneficii precum: valorificarea surplusului de energiei produs de surse regenerabile de energie, locuri de munca in sectorul energetic, competitivitate in sectorul tehnologic, dezvoltarea infrastructurii de transport a energiei electrice, etc.

Justificarea efectului stimulativ al ajutorului de stat pentru proiectul de instalație autonomă (stand-alone) de stocare în baterii a energiei electrice

Cadrul legal și conceptual

Conform Capitolului 1, Secțiunea 1.1.1, litera d) din Ghidul Solicitantului, precum și Secțiunii 2 a Capitolului 1 – „Efectul stimulativ și principiul demarării lucrărilor" – un ajutor de stat poate fi considerat ca facilitând o activitate economică numai dacă generează un efect stimulativ, respectiv determină beneficiarul să își schimbe comportamentul investițional, implicându-se într-o activitate economică suplimentară sau într-o activitate economică favorabilă mediului pe care, în absența ajutorului, nu ar desfășura-o deloc sau ar desfășura-o în mod limitat, întârziat sau diferit.

Potrivit acestor prevederi, demonstrarea efectului stimulativ presupune parcurgerea a două elemente cumulative:

- Respectarea principiului „demarării lucrărilor" – solicitantul proiectului de fata va depune Cererea de finanțare furnizorului ajutorului de stat (Ministerul Energiei) înainte de demararea lucrărilor la proiect, cu excepția activităților pregătitoare (achiziția de terenuri, obținerea avizelor/autorizațiilor, elaborarea studiilor de fezabilitate), care nu sunt considerate drept demarare a lucrărilor.
- Identificarea scenariului factual și a scenariului contrafactual probabil în absența ajutorului – respectiv demonstrarea faptului că, fără sprijinul financiar nerambursabil, investiția nu s-ar realiza, s-ar realiza cu întârziere semnificativă, la o scară redusă sau într-o formă tehnologică/comercială diferită.

Respectarea principiului demarării lucrărilor

Prezentul proiect respectă în integralitate principiul „demarării lucrărilor", întrucât Cererea de finanțare, împreună cu studiul de fezabilitate și documentația tehnico-economică aferentă, va fi depusă la Ministerul Energiei anterior asumării oricărui angajament juridic obligatoriu de natură să facă investiția ireversibilă (comandă de echipamente, contracte de execuție lucrări, contracte de furnizare a sistemului de baterii etc.).

Activitățile derulate până la momentul depunerii Cererii de finanțare – respectiv obținerea avizului tehnic de racordare, realizarea studiului de fezabilitate, eventuala achiziție/asigurare a

dreptului de folosință asupra terenului și obținerea documentelor de reglementare privind protecția mediului – se circumscriu categoriei „activități pregătitoare” definite explicit de Ghid ca nefiind demarare a lucrărilor. Prin urmare, la data depunerii Cererii de finanțare, investiția propriu-zisă (construcția instalației, achiziția și montajul echipamentelor de stocare) nu a fost inițiată, iar solicitantul se află pe deplin în conformitate cu cerințele privind demararea lucrărilor.

Scenariul factual: realizarea investiției cu sprijinul ajutorului de stat

În scenariul factual, beneficiarea de ajutor de stat nerambursabil, în limitele și condițiile stabilite de Schema de ajutor de stat aprobată prin Ordinul ministrului energiei nr. 745/16.07.2026, permite solicitantului să acopere o parte a costurilor de investiție eligibile, reducând semnificativ perioada de recuperare a investiției și pragul de rentabilitate al proiectului.

În aceste condiții, solicitantul își asumă un comportament investițional activ: dezvoltarea unei capacități noi de stocare a energiei electrice, conectată la rețeaua electrică de transport sau de distribuție, capabilă să funcționeze independent și să aducă beneficii sistemice (arbitraj energetic, servicii de sistem, reducerea congestiilor), în concordanță cu obiectivele naționale asumate prin PNIESC și cu obiectivele europene de decarbonizare.

Scenariul contrafactual: absența investiției

Pentru demonstrarea efectului stimulativ, scenariul contrafactual relevant nu este acela al realizării unei investiții alternative sau al unei investiții de dimensiuni reduse, ci scenariul „zero investiție”, respectiv situația în care, în absența ajutorului de stat, solicitantul nu realizează niciun proiect de instalație autonomă de stocare în baterii a energiei electrice. Această abordare este consecventă cu natura activității de stocare stand-alone, care – spre deosebire de alte tipuri de investiții energetice ce pot fi redimensionate sau eșalonate – reprezintă un proiect indivizibil din punct de vedere tehnic și economic.

În aceste condiții, valoarea actualizată netă (VAN) a scenariului contrafactual este, prin definiție, egală cu zero: în absența investiției, nu există fluxuri de numerar generate de proiect, nu există costuri de investiție angajate și nu există niciun risc comercial asumat de solicitant.

Absența investiției nu generează nici profit, nici pierdere, poziția financiară a solicitantului rămânând nemodificată față de situația de referință.
Prin comparație, VAN al proiectului, calculat pe baza fluxurilor de numerar proiectate exclusiv din exploatarea comercială a instalației de stocare (venituri din arbitrajul pe piețele de energie – PZU, PI – și din piețele de echilibrare/servicii de sistem, nete de costurile de operare și întreținere, de costurile de investiție și de costul capitalului solicitantului), este, în absența ajutorului de stat, negativ, insuficient pentru a justifica, de sine stătător, decizia investițională.

Deficitul de finanțare al proiectului este, prin urmare, determinat ca diferența dintre VAN al proiectului (calculat fără a lua în calcul ajutorul de stat) și VAN al scenariului contrafactual (egal cu 0):

Deficit de finanțare = VAN(proiect, fără ajutor) − VAN(scenariu contrafactual) = VAN(proiect, fără ajutor) – 0

Întrucât VAN al proiectului, în absența sprijinului financiar, este negativ în raport cu costul capitalului, rezultă că deficitul de finanțare este echivalent, în valoare absolută, cu suma necesară pentru ca proiectul să atingă un nivel de rentabilitate cel puțin egal cu cel al scenariului contrafactual (VAN = 0), respectiv pentru a face investiția fezabilă din punct de vedere financiar. Ajutorul de stat solicitat este dimensionat astfel încât să acopere acest deficit de finanțare, fără a depăși nivelul strict necesar pentru readucerea proiectului la un VAN acceptabil, în conformitate cu principiul proporționalității ajutorului de stat.
Această metodologie confirmă, la nivel financiar, existența efectului stimulativ: fără acoperirea deficitului de finanțare prin ajutorul de stat, solicitantul rațional din punct de vedere economic ar alege scenariul contrafactual (VAN = 0, respectiv neinvestirea), acesta fiind din punct de vedere financiar cel puțin la fel de avantajos ca și realizarea proiectului pe fonduri proprii/atrase, fără sprijin public.
În plus, la nivel general, investițiile în instalații autonome de stocare în capacitati de stocare a energiei electrice se confruntă cu o serie de bariere structurale care susțin caracterul negativ sau nesatisfăcător al VAN proiectului în absența sprijinului public:

- Costuri de capital ridicate și tehnologie relativ recentă. Instalațiile de stocare pe bază de baterii presupun investiții inițiale semnificative per MW/MWh instalat, în timp ce ciclul de

amortizare a echipamentelor și evoluția rapidă a tehnologiei generează un grad de incertitudine investițională superior altor tipuri de active energetice consacrate.

- Lipsa unor fluxuri de venituri stabile și previzibile pe termen lung. Instalațiile stand-alone de stocare nu beneficiază de contracte reglementate de vânzare a energiei (precum schemele de sprijin pentru producția din surse regenerabile), veniturile lor provenind din arbitrajul pe piețele de energie (PZU, PI) și din piețele de echilibrare/servicii de sistem, piețe caracterizate prin volatilitate ridicată a prețurilor și prin evoluție incertă a cadrului de reglementare aplicabil stocării. Această incertitudine a veniturilor viitoare majorează riscul comercial al proiectului și reduce bancabilitatea acestuia în absența unei componente de finanțare nerambursabilă care să reducă expunerea la risc a investitorului.
- Riscul comercial normal al activității nu este acoperit de piață la un nivel care să justifice, de sine stătător, decizia investițională. Fără ajutorul de stat, randamentul proiectat al investiției (calculat exclusiv pe baza veniturilor din piețele de energie și servicii de sistem) se situează, în general, sub pragul minim de rentabilitate solicitat de investitori și instituții finanțatoare, ceea ce conduce fie la neinițierea proiectului, fie la amânarea acestuia pentru o perioadă nedeterminată, până la momentul în care condițiile de piață s-ar îmbunătăți semnificativ.
- Concurența pentru resurse financiare și pentru capacitatea de racordare la rețea. Un solicitant care dispune de resurse financiare limitate va direcționa, în absența sprijinului public, aceste resurse către investiții cu risc mai redus și randament mai previzibil, iar nu către o tehnologie emergentă precum stocarea stand-alone, cu atât mai mult cu cât capacitatea disponibilă de racordare la rețeaua electrică este limitată și supusă unei concurențe crescute din partea altor tipuri de proiecte energetice.
- Necesitatea atingerii țintelor naționale și europene de stocare într-un interval de timp determinat. Potrivit PNIESC, România își propune atingerea unei capacități totale de stocare de 1.200 MW/2.400 MWh până în 2030 și de 2.000 MW până în 2035. Fără un mecanism de sprijin financiar care să accelereze deciziile investiționale, ritmul de dezvoltare a capacităților de stocare bazat exclusiv pe mecanisme de piață ar fi insuficient pentru atingerea acestor ținte în termenele asumate, demonstrând astfel că ajutorul de stat determină o schimbare de comportament investițional la nivelul întregului sector, nu doar la nivel individual.

Prin urmare, în absența ajutorului de stat, scenariul contrafactual este acela în care solicitantul nu realizează investiția, resursele financiare proprii/atrase fiind direcționate către alte utilizări sau păstrate ca lichiditate, cu un VAN egal cu zero, iar proiectul de instalație autonomă de

stocare în baterii a energiei electrice nu se materializează la niciun parametru tehnic sau financiar.

Concluzie – existența efectului stimulativ

Din compararea celor două scenarii rezultă cu claritate existența unui efect stimulativ: ajutorul de stat nu are rolul să finanțeze o activitate pe care solicitantul ar fi desfășurat-o oricum și nu compensează riscul comercial normal al unei activități economice deja profitabile în condiții de piață, ci reprezintă factorul determinant care face posibilă, la acest moment, decizia investițională de a dezvolta o nouă instalație autonomă de stocare în baterii a energiei electrice. Ajutorul de stat solicitat:

- reduce pragul de rentabilitate al proiectului la un nivel care face investiția atractivă pentru finanțatori și acționari;
- accelerează calendarul de implementare a proiectului, contribuind direct la atingerea țintelor naționale de stocare stabilite prin PNIESC;
- permite alegerea unei soluții tehnologice performante (baterii cu tehnologie modernă, cu excluderea tehnologiilor pe bază de plumb, NiCd sau NiMH), care altfel ar putea fi înlocuită, în absența sprijinului, cu soluții mai puțin performante sau cu renunțarea la investiție;
- determină o schimbare de comportament economic al solicitantului, care se implică într-o activitate economică suplimentară, favorabilă mediului și securității energetice naționale, pe care nu ar fi desfășurat-o, la parametrii propuși, în absența finanțării.

În concluzie, proiectul respectă cumulativ ambele condiții impuse de Ghidul Solicitantului pentru demonstrarea efectului stimulativ: (i) Cererea de finanțare a fost depusă anterior demarării lucrărilor la proiect, activitățile realizate până la acest moment încadrându-se exclusiv în categoria activităților pregătitoare, și (ii) scenariul contrafactual analizat – definit ca absența oricărei investiții, cu o valoare actualizată netă egală cu zero – demonstrează că, în absența ajutorului de stat, investiția propusă nu s-ar realiza deloc. Deficitul de finanțare, calculat ca diferență între VAN al proiectului (fără ajutor de stat) și VAN al scenariului contrafactual (egal cu zero), confirmă în mod cuantificat că riscul comercial și incertitudinea veniturilor viitoare din piețele de energie și servicii de sistem nu sunt, în absența sprijinului financiar nerambursabil, suficient de reduse pentru a justifica, de sine stătător, decizia

investițională. Acoperirea acestui deficit de finanțare prin ajutorul de stat solicitat reprezintă factorul determinant care face posibilă, la acest moment, realizarea proiectului.



4.6. Analiza financiara

Premisele analizei financiare

- În cazul acestei propuneri de proiect, s-a plecat de la ipoteza următoare: societatea **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.** este simultan solicitant si proprietar al investitiei.
- Perioada de implementare a proiectului este de 24 luni.
- Solicitarea unui sprijin financiar nerambursabil (prin programul Fondul pentru Modernizare) de **12,487.31 EURO/MWh** pentru ambele scenarii.
- Prezenta propunere de proiect este instalarea unei noi capacitati de stocare a energiei electrice autonome (stand-alone) ce va avea un impact direct asupra mixului energetic, energia inmagazinata urmand a fi livrata in SEN in perioadele de varf de consum. Capacitatea de stocare va fi conectata direct la reteaua nationala de distributie si/sau transport, conform solutiei de conectare stabilita prin Avizul Tehnic de Racordare.

Etapele analizei fianciare:

1. Prezentarea celor doua scenarii tehnice.
2. Compararea performantelor fianciare a celor doua scenarii fara finantare nerambursabila.
3. Determinarea ajutorului nerambursabil (a deficitului de finantare - in ipoteza in care se aplica la finantare prin fonduri europene nerambursabile).
4. Compararea performantelor fianciare a celor doua scenarii cu finantare nerambursabila.
5. Alegerea scenariului optim din punct de vedere tehnico-financiar.
6. Compararea scenariului ales cu scenariul contrafactual (fara proiect).

Pentru proiectiile pe 20 ani ale ratei de retur a investitiei pentru proiectul detinut de **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.**, au fost considerate in 2 scenarii:

- **Scenariul A – 609.55 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.25C, ¼ore**
- **Scenariul B – 304.78 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.50C, ½ ore**

Investiția inițială în proiectul **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** se ridică la un total de:

- 477,904,220.22 lei (91,143,956.25 Euro) inclusiv TVA – Scenariul A
- 362,058,139.85 lei (69,050,261.25 Euro) inclusiv TVA – Scenariul B

În analizele ce vor urma se vor prezenta previziunile financiare ale celor doua scenarile tehnice de implementare a proiectului in doua situatii: cu si fara asistenta financiara nerambursabila.

Scenariul contrafactual:

În cazul proiectului de fata, scenariul contrafactual considerat este cel fara proiect in conformitate cu prevederile CISAF - *Comunicarea Comisiei - Cadrul pentru măsuri de ajutor de stat de sprijinire a Pactului pentru o industrie curată (Cadrul privind ajutoarele de stat in contextul Pactului pentru o industrie curată) (C/2025/3602)*. Solicitantul ar urma să nu realizeze nici un proiect de investitie, adica costuri investitionale zero si pe cale de consecinta, venituri zero (VAN scenariu contrafactual = 0).

Obiectivul analizei financiare

Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanţele şi sustenabilitatea financiară a investiţiei propuse şi de a stabili cea mai bună structură de finanţare, inclusiv nivelul optim al intervenţiei cofinanţării din fonduri publice. Scopul principal îl constituie estimarea unui flux de numerar pe întreaga perioadă de referinţă de la punerea in functiune (20 ani) care să facă posibilă determinarea cu acurateţe a indicatorilor de performanţă.

Metoda folosită în analiza financiară cost-beneficiu este cea a „fluxului net actualizat”. Prin această metodă fluxurile non-monetare (amortizare, provizioane) nu sunt luate în considerare.

Indicatorii relevanţi în **analiza cost-beneficiu** a unei investiţii sunt:

- **Valoarea actuală netă (VAN)**

Aceasta se calculează pe baza formulei:

$$VAN = \sum_{i=1}^{n} \frac{V_i - C_i}{(1+r)^i} + \frac{VR}{(1+r)^i} - I_0$$

În care:
r = rata de actualizare (8%)
Io = investitia necesară pentru realizarea proiectului
Vi = venit operațional în anul i
VR= valoarea reziduală
Ci = cost operaţional în anul i
n = durata de analiză a investiţiei (20 ani)

- **Rata internă de rentabilitate (RIR):**

Rata internă de rentabilitate (RIR) rezultă din ecuaţia de egalare a valorii actuale nete (VAN) cu zero. Altfel spus, aceasta este rata internă de rentabilitate minimă acceptată pentru proiect, o rată mai mică indicând faptul că veniturile nu vor acoperi cheltuielile.

- **Rata de actualizare**

În cazul proiectului am utilizat rata de actualizare de 8% în termeni reali, recomandată pentru analiza financiară a proiectelor cu fonduri europene.

- **Orizontul de timp**

Reprezintă numărul maxim de ani pentru care se fac previziuni în cadrul analizelor. În acest caz a ales ca orizont de timp 20 ani, corelat cu performanța dotărilor tehnice ale capacitate de stocare.

Sustenabilitatea financiară se bazează pe proiecțiile fluxurilor de numerar neactualizate și arată dacă proiectul va dispune de lichidități suficiente de la an la an pentru a-și acoperi costurile de investiție și operaționale pe parcursul întregii perioade de referință.

Sustenabilitatea este asigurată atunci când fluxul de numerar net neactualizat este pozitiv parcursul întregii perioade de referință.

În cazul proiectelor ce vor fi subvenţionate, analiza profitabilităţii este realizată pentru a se stabili dacă subvenţia a fost determinată corespunzător şi nu sunt transferate către solicitantul proiectului fonduri nejustificate. Astfel, analiza va evalua prin calcularea următorilor indicatori financiari, dacă rata identificată a contribuţiei UE nu este prea generoasă:

- RIRFC şi VNAFC – fara ajutor de stat;
- RIRFK şi VNAFK – cu ajutor de stat.

Definitii:

1. RIRFC măsoară capacitatea proiectului de a genera fonduri care să asigure o rentabilitate adecvată a tuturor surselor utilizate pentru finanţare (de exemplu capitalul propriu sau împrumuturi). După cum a fost prezentat anterior, RIRFC se calculează pornind de la proiecţia fluxului de numerar care acoperă viaţa economică a proiectului şi include investiţia iniţială, costuri de operare şi costurile de mentenanta - ca ieşiri, iar încasările din veniturile proiectelor şi valoarea reziduală a proiectului la sfârşitul vieţii economice - ca intrări.

2. Rata de rentabilitate financiară a capitalului propriu RIRFK) măsoară capacitatea proiectului de a asigura o rentabilitate adecvată a capitalului naţional investit şi a contribuţiei capitalului privat, dacă este relevant. (RIRFK) se calculează pornind de la acelaşi flux de numerar dar prin deducerea din costurile de investiţie ale proiectului, a împrumuturilor externe şi contribuţia pin ajutorul de stat obtinut.

Cursul de schimb EUR/LEI considerat este de 5,2434 RON.

Scopul prezentului capitol este de a fundamenta, din punct de vedere financiar și economic, decizia de investiție privind implementarea unui sistem de stocare a energiei electrice în baterii autonom (Battery Energy Storage System – BESS) cu o putere instalată de 150.78 MW, amplasat în comuna Isalnita, județul Dolj, dezvoltat de OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.. Analiza cost-beneficiu (ACB) este elaborată în conformitate cu practica

standard de evaluare a proiectelor de investiții cofinanțate din fonduri publice/scheme de ajutor de stat și fundamentează atât viabilitatea financiară a proiectului, cât și necesitatea și proporționalitatea sprijinului financiar public solicitat.

Analiza a fost realizată pentru două scenarii tehnice alternative de dimensionare a capacității de stocare, raportate la aceeași putere instalată racordată la rețea:

- **Scenariul A** – raport capacitate/putere 4:1 (0,25C), capacitate de stocare instalată 609.55 MWh, autonomie de sistem ~4 ore;
- **Scenariul B** – raport capacitate/putere 2:1 (0,50C), capacitate de stocare instalată 304.78 MWh, autonomie de sistem ~2 ore.

Pentru fiecare scenariu au fost elaborate: devizul general de investiție, proiecția veniturilor și cheltuielilor de operare pe întreaga perioadă de analiză (20 de ani), fluxurile de numerar actualizate, calculul deficitului de finanțare conform metodologiei pct. (29) din Comunicarea C/2025/3602 privind cadrul de ajutor de stat pentru climă, energie și mediu (denumit în continuare „CISAF"), precum și analiza economică (socio-economică) extinsă, incluzând beneficiile asociate reducerii emisiilor de CO_2. Rezultatele celor două scenarii sunt comparate mai jos, în vederea fundamentării scenariului tehnico-economic recomandat pentru implementare.

Toate valorile financiare sunt exprimate în lei (LEI), fără TVA, cu excepția cazurilor în care se menționează explicit altfel; conversia LEI/EUR a fost realizată la cursul de schimb de referință de 5,2434 LEI/EUR.

Parametrii de intrare utilizați în model reflectă caracteristicile tehnice ale proiectului, condițiile de piață estimate pentru orizontul de operare și cadrul de reglementare aplicabil schemei de ajutor de stat. Tabelul de mai jos centralizează ipotezele generale, tehnice și financiare care stau la baza întregii analize.

Ipoteze generale și financiare

Parametru	Valoare	UM
Putere instalată (racordare)	150.78	MW
Perioadă de analiză (exploatare)	20	ani
Rata de actualizare financiară (reală)	8%	%
Rata de actualizare economică (analiza economică)	5%	%

Parametru	Valoare	UM
Curs de schimb de referință	5,2434	LEI/EUR

Rata de actualizare financiară folosită în analiza deficitului de finanțare nu este rata de referință publicată periodic de Comisia Europeană pentru calculul echivalentului-grant al ajutoarelor (aceea servește altor scopuri, precum verificarea de minimis) — CEEAG și metodologiile de tip CISAF cer explicit costul mediu ponderat al capitalului (WACC) specific proiectului sau investitorului, reflectând riscul real al tehnologiei și al pieței pe care operează activul. Pentru proiecte de stocare/regenerabile în Europa Centrală și de Est, ratele de actualizare folosite în studii de fezabilitate se situează în general într-un interval larg, influențat de structura de finanțare (grad de îndatorare, cost al datoriei, cost al capitalului propriu), de maturitatea pieței de servicii de echilibrare și de percepția de risc de țară. Pentru round-trip efficiency, referința cea mai citată în literatura tehnico-economică este ipoteza standard de 85% adoptată de NREL (Annual Technology Baseline) pe baza analizei Cole & Karmakar, în timp ce sursele de piață/producători raportează frecvent un interval de 88–94% la nivel de sistem AC, cu 95–98% la nivel de celulă DC; diferența provine din pierderile de invertor, climatizare și consum propriu, motiv pentru care se recomandă folosirea unei valori conservatoare (spre 85–90%) în modelele financiare, nu a valorii optimiste de catalog a producătorului. Numărul de cicluri echivalente pe zi trebuie corelat cu strategia reală de dispecerizare — ipoteza de 1 ciclu/zi este uzuală pentru sisteme axate pe arbitraj zilnic pe piața de energie, dar poate fi subestimată sau supraestimată față de o simulare granulară a profilului de preț local.[1]

Parametri tehnici ai bateriei și scenariile de dimensionare

Parametru	Scenariul A	Scenariul B
Raport capacitate/putere	4:1 (0,25C)	2:1 (0,50C)
Capacitate de stocare instalată	609.55 MWh	304.78 MWh
Autonomie sistem (verificare)	~4 ore	~2 ore
Tehnologie baterie	Li-ion (LFP)	Li-ion (LFP)
Randament round-trip (ciclu complet)	90%	90%
Cicluri echivalente complete / zi	1	1
Zile de disponibilitate operațională / an	350	350

[1] Surse: NREL Annual Technology Baseline (Cole & Karmakar, 2023); European Commission — CEEAG (2022) și Comunicarea privind ratele de referință și actualizare (metodologie de minimis, distinctă de WACC de proiect); SunLith Energy — ghid BESS round-trip efficiency (88–94% AC); studii de teren NREL privind eficiența sezonieră a bateriilor Li-ion (NREL/TP-5D00-74003).

Parametru	Scenariul A	Scenariul B
Rata de degradare a capacității	2%/an	2%/an
Prag SoH pentru augmentare baterie	80 %	80 %
SoH după augmentare	95%	95%
An augmentare baterie	Anul 13	Anul 13
Cost augmentare (% din CAPEX total inițial)	30%	30%

Rata de degradare a capacității folosită în model (aproximare liniară) trebuie privită ca o simplificare conservatoare a unui fenomen în realitate neliniar (degradare calendaristică + degradare prin ciclare). Studiile de teren pe sisteme utility-scale Li-ion raportează rate anuale de pierdere de capacitate variind de la aproximativ 1,3–1,4%/an în regim de ciclare redusă (aplicații de reglaj de frecvență, cu solicitare termică/electrică scăzută), până la 3–7%/an pentru sisteme intens ciclate sau expuse la temperaturi ridicate, cu înlocuiri parțiale de module frecvent necesare după 5-8 ani de operare intensivă. Pragul de 80% SoH (State of Health) folosit ca declanșator al augmentării este convenția industrială cea mai răspândită pentru definirea sfârșitului duratei de viață utile garantate, regăsită în structura tipică a garanțiilor oferite de producătorii majori de sisteme BESS.[2]

Structura investitiei (CAPEX)

Valoarea investiției a fost fundamentată pe baza devizului general întocmit conform structurii cadru pe capitole de cheltuieli (HG 907/2016), pornind de la costuri unitare de piață pentru echipamentele principale (module de baterii, sisteme de conversie a puterii – PCS, containere/incinte, montaj, construcții-montaj și racordare) și de la cotele legale aplicabile (ISC, Casa Socială a Constructorilor, taxe de autorizare).

Indicator	Scenariul A	Scenariul B
CAPEX total, LEI fără TVA	395,953,887.56	300,070,453.46
CAPEX total, LEI cu TVA	477,904,220.22	362,058,139.85
din care CAPEX eligibil [LEI]	331,369,771.50	225,689,044.50
din care CAPEX neeligibil (incl. TVA) [LEI]	146,534,448.72	136,369,095.35

Diferența dintre cele două scenarii este semnificativă: implementarea Scenariului A necesită o investiție suplimentară de 95,883,434.10 lei față de Scenariul B, cu 75 % mai mare, ca urmare

[2] Surse: NCEA — "The Battery Storage Delusion" (sinteză literatură, rate 3–7%/an); ScienceDirect — studiu empiric de îmbătrânire BESS utility-scale (1,37%/an la ciclare redusă, reglaj primar de frecvență); practică uzuală a garanțiilor producătorilor (prag 70–80% SoH la finalul perioadei de garanție).

directă a dublării capacității de stocare instalate (de la 609.55 MWh la 304.78 MWh), în condițiile menținerii aceleiași puteri racordate de 150.78 MW.

Structura cheltuielilor de operare (OPEX)

Structura costurilor de operare a fost dimensionată pe patru componente principale, fiecare fundamentată pe practica de piață pentru active de stocare de tip BESS operate la scară utility. Tabelul următor prezintă valorile anuale de referință ale cheltuielilor de operare si mentenanta luate in considerare in cadrul analizei cost-beneficiu.

Componentă OPEX	Bază de calcul	Valoare Scenariul A [LEI fara TVA]	Valoare Scenariul B [LEI fara TVA]
O&M (mentenanță preventivă și corectivă)	3,0% din CAPEX / an	11,878,616.63	9,002,113.60
Asigurări (proprietate + răspundere civilă)	0,4% din CAPEX / an	1,583,815.55	1,200,281.81
Chirie / redevență teren	-	-	-
Comision trading / EMS	7% din veniturile brute	6,073,357.55	4,628,503.74
TOTAL OPEX (fără augmentare)	-	19,535,789.73	14,830,899.16

Costurile de O&M pentru sisteme BESS la scară utilitară sunt raportate în literatura de specialitate, în general, ca procent din CAPEX inițial pe an. Benchmark-urile de piață indică un interval tipic de aproximativ 2–3 % din CAPEX/an pentru acest tip de proiecte cu fleet-uri performante ajungând la 1,2–1,5 %/an prin mentenanță predictivă, control centralizat și economii de scară la portofolii mari. Aceste cifre includ, de regulă, mentenanța preventivă/corectivă, monitorizarea SCADA, personalul de operare și piesele de schimb, dar nu includ neapărat costul de augmentare a bateriei, care este tratat separat, ca o cheltuială de capital condiționată de atingerea pragului de degradare. Componenta de asigurare depinde de profilul de risc al tehnologiei (risc de incendiu/termic pentru Li-ion) și de piața locală de asigurări, motiv pentru care se recomandă o ofertă indicativă de la un asigurător specializat, mai degrabă decât o rată generică. Comisionul de trading/EMS, atunci când operarea comercială este externalizată unui agregator sau unei platforme de trading, este de regulă structurat ca procent din veniturile brute generate — ceea ce face ca OPEX total să scadă ușor

pe măsură ce bateria se degradează și veniturile scad, chiar dacă componentele fixe (O&M, asigurări, chirie teren) rămân constante nominal.[3]

Pentru acest tip de cheltuieli (O&M) a fost prevazut o rata de crestere a preturilor de 1.5 %/an astfel incat acestea sa tina cont cu cerintele pietei si actualizarea acestora in timp.

Pentru menținerea capacității contractuale și a performanței tehnice, este prevăzută o operațiune de augmentare (înlocuire parțială a modulelor de baterii) în Anul 13, moment în care starea de sănătate (State of Health – SoH) a bateriei, degradată liniar cu 2%/an, atinge pragul minim acceptat de 80%. Augmentarea readuce SoH la 95% și este dimensionată la 30% din valoarea CAPEX total inițial, respectiv 118,786,166.27 lei pentru Scenariul A și 90,021,136.04 lei pentru Scenariul B.

Justificarea nivelului de 30% din CAPEX: augmentarea presupune exclusiv înlocuirea componentei active (module/rack-uri de baterii), fără refacerea infrastructurii de balast (containere, structuri de beton, PCS, conectică, racordare, construcții civile), care are o durată de viață utilă comparabilă cu întreaga perioadă de analiză (20 ani). Deoarece componenta de baterii propriu-zisă reprezintă cca. 75% din costul de bază al investiției, iar prețul modulelor de baterii este estimat a scădea prin efectul curbei de învățare tehnologică (cost decline) până în anul augmentării, o valoare de 30% din CAPEX total reflectă o alocare conservatoare, superioară costului teoretic minim al unei simple înlocuiri de celule, incluzând și costurile de manoperă, logistică și eventuale up-grade-uri tehnologice.

Veniturile proiectului

Modelul de venituri alocă puterea instalată a sistemului BESS pe patru fluxuri de venit distincte, reflectând o strategie de portofoliu diversificat, tipică pentru operarea comercială a activelor de stocare pe piața românească de energie și servicii tehnologice de sistem:

Categorie de venit	Alocare putere	Putere alocată [MW]	Preț/tarif de bază [LEI/MWh]
Arbitraj energie (PZU/PI)	25%	37.70	580

[3] NextGPower — benchmark industrie O&M BESS 2026 (interval 1,2–3% din CAPEX/an); NREL Annual Technology Baseline — componenta de Fixed O&M pentru stocare utility-scale.

aFRR (echilibrare automată)	45%	67.85	1700
FCR (rezervă primară)	20%	30.16	1250
mFRR (rezervă de restabilire)	10%	15.08	1015

Tinand cont ca in cadrul Scenariului B este prevazuta o capacitate de stocare mai mica, la aproximativ 2 ore, care nu poate sa profite de perioadele mai lungi cu preturi mici pentru cumpararea energiei si nu poate descarca pentru mai mult timp in perioadele de varf, pretul mediu de realizare al arbitrajului de energie a fost estimat la 300 LEI/MWh, comparativ cu 580 LEI/MWh in cadrul scenariului A. Restul preturilor estimate in analiza sunt identice in ambele scenarii propuse.

Veniturile totale generate în primul an integral de operare (An 3) sunt de 86,762,250.75 lei pentru Scenariul A, respectiv 66,121,482.00 lei pentru Scenariul B — diferența dintre scenarii provenind exclusiv din componenta de arbitraj (care beneficiază de capacitatea energetică suplimentară fata de Scenariul B), în timp ce veniturile din servicii de sistem (aFRR, FCR, mFRR) sunt identice între scenarii, fiind determinate de puterea instalată (identică: 150.78 MW), și nu de capacitatea energetică stocată.

Arbitraj energie (PZU/PI) — 580 LEI/MWh – scenariul A si 300 LEI/MWh – scenaiul B, erodare -5%/an

Venitul din arbitraj reflectă marja (spread-ul) medie zilnică între prețurile de achiziție (încărcare, în perioadele cu prețuri reduse) și de vânzare (descărcare, în perioadele cu prețuri ridicate) pe piața pentru ziua următoare (PZU) și piața intrazilnică (PI), captată prin ciclarea zilnică a bateriei. Valoarea de 625 LEI/MWh reprezintă un spread mediu istoric prudent pentru piața românească de energie electrică. Randamentul round-trip de 90% este aplicat energiei ciclate, reflectând pierderile de conversie AC/DC/AC.

Rata de erodare a spread-ului de arbitraj (-5%/an) reflectă efectul de canibalizare tipic observat pe piețele mature cu penetrare crescândă a capacităților de stocare: pe măsură ce mai multă capacitate de stocare (BESS) intră în sistem, diferența de preț dintre orele de vârf și cele de gol se comprimă structural, tendință documentată pe piețe cu penetrare avansată a stocării (Germania, Marea Britanie, California, Australia). Ipoteza este, prin urmare, conservatoare și consistentă cu traiectoria anticipată de dezvoltare a pieței de stocare din România și regiune.

Servicii tehnologice de sistem — aFRR, FCR, mFRR

Cele trei tarife reflectă remunerația combinată (rezervare de capacitate + activare) pentru participarea la piețele de echilibrare administrate de operatorul de transport și de sistem (Transelectrica), fiind ierarhizate în funcție de valoarea structurală a fiecărui serviciu în sistemul energetic național:

- **aFRR (1.700 LEI/MW/zi)** — cel mai valoros serviciu, datorită activării automate frecvente și a deficitului structural de capacitate flexibilă cu timp de răspuns rapid din sistemul energetic național, aspect accentuat de creșterea ponderii producției din surse regenerabile variabile (eoliană, solară);
- **FCR (1.250 LEI/MW/zi)** — rezervă primară, cu remunerație predominant pe bază de capacitate (disponibilitate continuă), activare mai rară dar cu cerințe tehnice stricte (timp de răspuns sub 30 secunde), relevantă și în perspectiva participării la platforme regionale de cooperare pentru FCR;
- **mFRR (1.015 LEI/MW/zi)** — rezervă de restabilire, cu valoare relativ mai redusă, dat fiind timpul de răspuns mai lax și frecvența de activare mai scăzută.

Rata anuală de erodare a veniturilor din servicii de sistem (-5 %/an) reflectă anticiparea unei compresii graduale a prețurilor pe piețele de echilibrare, pe măsura maturizării pieței (creșterea numărului de participanți flexibili — alte proiecte BESS, răspuns al cererii, interconectare crescută) și a evoluției cadrului de reglementare european (tranziție către formarea prețurilor pe bază marginală, conform Regulamentului UE privind echilibrarea — Electricity Balancing Guideline).

Alocarea puterii pe cele patru fluxuri de venit (25%/45%/20%/10%)

Ponderea majoritară alocată serviciului aFRR (45%) reflectă valoarea sa structural superioară pe piața românească curentă. Alocarea de 25% pentru arbitraj asigură prezența activă pe piețele angro (lichiditate, flexibilitate comercială și optionalitate strategică), în timp ce alocările pentru FCR (20%) și mFRR (10%) diversifică riscul de preț și limitează intensitatea de ciclare, contribuind la conservarea duratei de viață a bateriei. Alocarea reprezintă o strategie de portofoliu recomandată de operatorul EMS, revizuibilă dinamic pe parcursul exploatării în funcție de evoluția prețurilor de piață pe cele patru segmente, fără a necesita modificări ale prezentei analize de fundamentare.

Descrierea tehnica a modului de operare al capacitatii de stocare autonome prevazute prin proiect

Modelul de operare al bateriei a fost construit pornind de la un profil tehnic reprezentativ pentru un sistem BESS Li-ion (LFP) de mari dimensiuni, operat comercial pentru maximizarea veniturilor cumulate din cele patru piețe, cu respectarea constrângerilor tehnice de siguranță și performanță ale echipamentului.

Ipoteza de 1 ciclu echivalent complet de încărcare-descărcare pe zi, timp de 350 de zile pe an (echivalentul a cca. 96% disponibilitate operațională, cu 15-16 zile/an rezervate mentenanței programate, opririlor de rețea sau altor indisponibilități), este consistentă cu un regim de operare moderat-intensiv, care echilibrează maximizarea veniturilor cu conservarea duratei de viață a bateriei. Un profil de 1 ciclu/zi se situează la nivelul tipic recomandat de producătorii OEM pentru garanțiile de durată de viață (10-15 ani/echivalent 3.500-5.250 cicluri) ale bateriilor LFP la scară utility.

Randamentul round-trip (raportul dintre energia livrată la descărcare și energia consumată la încărcare, măsurat la punctul de racordare) de 90% este aliniat la specificațiile tehnice tipice ale sistemelor BESS moderne bazate pe chimie LFP, incluzând pierderile de conversie ale invertoarelor/PCS, pierderile electrice interne ale modulelor de baterii și consumul propriu al sistemelor auxiliare (răcire/HVAC, BMS). Acest randament este aplicat direct în calculul energiei nete valorificabile prin arbitraj și afectează implicit costul efectiv de oportunitate al energiei utilizate pentru încărcare.

Degradarea liniară de 2%/an a capacității utile reflectă efectele cumulate ale îmbătrânirii calendaristice și ale îmbătrânirii prin ciclare (cycle aging), specifice tehnologiei Li-ion, pentru un profil de utilizare de 350 cicluri/an. La acest ritm, capacitatea utilă scade de la 100% SoH (An 1) la aproximativ 80% SoH în anul 10, moment apropiat de pragul minim tehnic-comercial de 80% SoH stabilit pentru realizarea augmentării, care intervine efectiv în anul 13 al operării.

Menținerea capacității peste acest prag este esențială pentru respectarea angajamentelor contractuale de disponibilitate a capacității față de operatorul de transport și de sistem (în special pentru serviciile de sistem de tip FCR/aFRR, unde subdimensionarea capacității disponibile poate atrage penalități) și pentru conservarea nivelului de venituri proiectat pe partea a doua a perioadei de analiză.

Interacțiunea dintre randamentul round-trip, rata de degradare, ciclul zilnic de operare și alocarea de putere pe cele patru piețe formează motorul central al modelului de venituri: capacitatea utilizabilă alocată fiecărui flux de venit (Capacitate utilizabilă × pondere alocată) scade an de an odată cu degradarea bateriei, fiind parțial restabilită prin operațiunea de augmentare din anul 13, ceea ce explică traiectoria descrescătoare, cu un reviriment parțial în anul 14, a veniturilor de arbitraj și, implicit, a EBITDA anual pe parcursul celor 20 de ani de analiză.

Prezentarea scenariilor de analiza cost-beneficiu

Analiza financiară a fost realizată prin actualizarea fluxurilor de numerar nete la rata de actualizare financiară de 8% (rată reală), atât în varianta fără sprijin public (Scenariul factual „fără ajutor"), cât și în varianta care include ajutorul de stat propus (Scenariul factual „cu ajutor"), conform metodologiei standard pentru fundamentarea deficitului de finanțare.

Scenariul factual — fără ajutor de stat

Indicator financiar	Scenariul A	Scenariul B
VAN financiară (VNAFC), fără ajutor	RON -39,910,872.18	RON -20,779,940.95
RIR financiară (RIRFC), fără ajutor	5.79%	6.52%

În absența oricărui sprijin financiar public, Scenariul A generează o valoare actualizată netă financiară negativă de -39,910,872.18 lei (RIRFC =5.79%, inferioară ratei de actualizare de 8%), în timp ce Scenariul B generează o VNAFC negativă, de -20,779,940.95 lei (RIRFC, 6.52%). Ambele scenarii demonstrează, în absența sprijinului public, existența unui deficit de finanțare (funding gap) — condiție premisă pentru eligibilitatea proiectului la o schemă de ajutor de stat pentru investiții.

Scenariul factual — cu ajutor de stat

Indicator financiar	Scenariul A	Scenariul B
Valoarea ajutorului de stat	39,910,872.18 lei	19,955,763.47 lei
VAN financiară (VNAFC/K), cu ajutor	RON 0.00	(RON 824,177.48)
RIR financiară (RIRFC/K), cu ajutor	8.00%	7.94%

Acordarea ajutorului de stat propus contribuie la îmbunătățirea semnificativă a indicatorilor financiari aferenți **Scenariului A**. Astfel, VNAF crește de la **-39,910,872.18 lei** la **0 lei**, atingând pragul de rentabilitate (breakeven), în timp ce RIRF crește de la **5,79% la 8,00%**, nivel egal cu rata de actualizare utilizată în analiza financiară. Aceste rezultate indică faptul că valoarea ajutorului de stat este dimensionată astfel încât să asigure viabilitatea financiară a proiectului, fără a conduce la supracompensarea investitorului, ci la acoperirea decalajului investițional identificat.

În cazul **Scenariului B**, valoarea ajutorului de stat propus, de **19,955,763.47 lei**, nu este suficientă pentru atingerea pragului de rentabilitate financiară. VNAF rămâne negativ, la **-824,177.48 lei**, iar RIRF se situează la **7,94%**, sub rata de actualizare de 8%. Prin urmare, chiar și în condițiile acordării sprijinului financiar propus, Scenariul B nu atinge nivelul de rentabilitate necesar, ceea ce indică existența unor constrângeri structurale privind viabilitatea sa financiară, independente de nivelul ajutorului de stat acordat.

În concluzie, **Scenariul A demonstrează o viabilitate financiară corespunzătoare în urma acordării ajutorului de stat, în timp ce Scenariul B rămâne sub pragul de rentabilitate**, ceea ce evidențiază o eficiență financiară superioară a Scenariului A.

Calculul deficitului de finanțare (metodologia CISAF)[4]

Deficitul de finanțare (funding gap) a fost calculat conform metodologiei standard prevăzute la pct. (29) din Comunicarea C/2025/3602 (CISAF), aplicabilă evaluării necesității și proporționalității ajutorului de stat pentru investiții, parcurgând următoarele etape:

- **Scenariul contrafactual** — se ia în considerare situația de neinvestiție (fără realizarea proiectului), pentru care valoarea actualizată netă (VAN) este, prin definiție, egală cu 0 lei, dat fiind că nu există activitate/flux de numerar alternativ atribuibil.
- **Scenariul factual, fără ajutor** — se calculează valoarea actualizată netă financiară a investiției (VNAFC), utilizând fluxurile de numerar proiectate ale proiectului, actualizate la rata financiară de 8%, fără a lua în calcul vreo formă de sprijin public.

[4] https://eur-lex.europa.eu/RO/legal-content/summary/clean-industrial-deal-state-aid-framework.html

- **Deficitul de finanțare** — se determină ca diferență între VNAFC (scenariul factual) și VAN a scenariului contrafactual (0 lei), reprezentând, în esență, insuficiența structurală a veniturilor proiectului de a acoperi costurile de investiție și operare la rentabilitatea minimă cerută de piață (rata de actualizare).
- **Suma solicitată la finanțare** — ajutorul de stat propus este dimensionat pe baza unei valori unitare per MWh de capacitate instalată, aplicată în limita/nivelul deficitului de finanțare calculat, asigurând respectarea principiului proporționalității (interzicerea supracompensării).

Rezultatele calculului — Scenariul A

Etapă de calcul - Scenariul A	Valoare
VAN scenariu contrafactual (fără investiție)	- lei
VNAFC — scenariul factual, fără ajutor	- 39,910,872.18 lei
Deficit de finanțare (VNAFC − VAN contrafactual)	- 39,910,872.18 lei
Rata deficitului de finanțare (raportat la CAPEX total)	-10.08%
Ajutor de stat propus — unitar EUR/MWh	12,487.31
Suma solicitată — EUR fara TVA	7,611,639.81
Suma solicitată — LEI fara TVA	39,910,872.18

Rezultatele calculului — Scenariul B

Etapă de calcul - Scenariul B	Valoare
VAN scenariu contrafactual (fără investiție)	- lei
VNAFC — scenariul factual, fără ajutor	- 20,779,940.95 lei
Deficit de finanțare (VNAFC − VAN contrafactual)	- 20,779,940.95 lei
Rata deficitului de finanțare (raportat la CAPEX total)	-6.93%
Ajutor de stat propus — unitar EUR/MWh	12,487.31
Suma solicitată — EUR fara TVA	3,805,882.34
Suma solicitată — LEI fara TVA	19,955,763.47

Astfel, tinand cont de prevederile Comunicarii C/2025/3602 (CISAF) privind modul de calcul al deficitului de finantare, acesta a fost calculat pentru ambele scenarii, iar dupa cum se poate observa in cadrul tabelelor prezentate, suma solicitata la finantare nu depaseste deficitul

(funding gap). **Rezulta astfel ca in niciunul dintre scenariile tehnico-economice prezentate in cadrul studiului de fezabilitate nu se realizeaza suprafinantari cu ajutorul fondurilor nerambursabile.**

Fluxurile de numerar detaliate pentru perioada de analiza stabilita, de 20 de ani, sunt prezentate in cadrul anexelor prezentului studiu de fezabilitate.



4.7. Analiza economică

Analiza economică evaluează proiectul din punctul de vedere al impactului economic la nivelul societăţii. Prin urmare, analiza economică este efectuată din punctul de vedere al societăţii în ansamblu şi nu doar al proprietarului infrastructurii, ca în cazul analizei financiare.

În acest sens, în cadrul analizei economice, în toate variantele analizate, se iau în considerare elementele care conduc la costuri şi beneficii economice, sociale şi de mediu ce nu au fost considerate în analiza financiară deoarece nu generează cheltuieli sau venituri monetare.

Identificarea si definirea obiectivelor

Investiția inițială în proiectul **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** se ridică la un total de:

- 477,904,220.22 lei (91,143,956.25 Euro) inclusiv TVA – Scenariul A
- 362,058,139.85 lei (69,050,261.25 Euro) inclusiv TVA – Scenariul B

Proiectul propune următoarele obiective specifice:

- **Scenariul A – 609.55 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.25C, ¼ore**
- **Scenariul B – 304.78 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.5C, ½ ore**

Realizarea obiectivului de investiţie propus reprezintă o lucrare de importanță majoră pentru zona proiectului și așezările umane vecine acesteia, contribuind în mod direct la dezvoltarea economică a zonei și la reducerea impactului activității industriale a județului asupra mediului. Dupa implementarea proiectului se va valorifica mai bine o cantitate de energie regenerabila la varful de productie prin utilizarea ei pe varful de consum. Acest lucru conduce la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, având în vedere înlocuirea sistemelor tradiționale ce utilizează combustibili fosili. Astfel, întreaga comunitate locală poate beneficia direct de rezultatele acestui proiect.

Impactul non-financiar al proiectului este unul de natură pozitivă, în primul rând prin contribuția la obiectivele de dezvoltare durabilă asumate de România astfel:

▪ o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică şi mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecţie şi pe îmbunătăţirea calităţii mediului;

▪ atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producţia de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;

▪ atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;

▪ creşterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investiţiilor de creştere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;

▪ atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel tîrziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată.

In analiza economica au fost luate in considerare urmatoarele elemente care conduc la beneficii substantiale sociale si de mediu:

1. **Beneficiile economice generate de reducerea gazelor cu efect de seră (CO2)**

In cadrul prezentei analize economice se va ține seama de efectele primare asociate implementării investiției: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (CO2 echivalent), asociate județului, dar și la nivel national.

Cuantificarea monetară a economiilor rezultate din reducerea emisiilor de CO2 echivalent s-a realizat pe literaturii de specialitate și a fost obținută pe baza pretului mediu de vaznare a

certificatelor verzi. Certificatul verde este un instrument introdus de Uniunea Europeana pentru a incuraja productia de energie din surse regenerabile. Apare pe factura de energie pentru ca furnizorii de energie sunt obligati de lege sa cumpere un anumit numar de certificate verzi pentru fiecare unitate de energie vanduta. Valoric, pretul certificatelor de mai sus diferă în functie de numeroși factori, iar volatilitatea pretului este foarte mare, chiar în decursul aceleiași zile de tranzactionare. Astfel, a fost estimat un preț mediu de 80 EUR/tonă CO2. Pentru calculul emisiilor s-a utilizat factorul specific de emisii de 0,6119 tCO2/MWh.

2. **Facilitarea economică a societaților comerciale din zonă**

Este bine cunoscut faptul că echipamentele electrice și electronice din domeniul energiei regenerabile necesită mentenanță periodică si diferite servicii de curățare și inspecție. Astfel, o capacitate de stocare a energieie electrice va genera un mediu propice pentru dezvoltarea societaților din zona prin prestarea de servicii pentru proiect.

Coroborând beneficiile prezentate anterior se vor calcula indicatorii de performanță economică. Indicatorii de performanță economică analizați sunt: valoarea actualizată netă (VANe), rata internă de rentabilitate (RIRe) și raportul cost beneficiu (B/C).

- Valoarea actualizată netă economică (VANE) reprezintă diferența dintre suma veniturilor actualizate și suma cheltuielilor actualizate, la nivelul întregii perioade de analiză.
- Rata internă de actualizare economica (RIRE), este acea rată de actualizare, care face ca valoarea netă a fluxului de numerar să fie egală cu zero sau punctul de intersecție dintre curba veniturilor actualizate și curba costurilor actualizate.
- Raport Beneficiu Cost (B/C) - reprezintă raportul dintre suma veniturilor actualizate și suma cheltuielilor actualizate, la nivelul întregii perioade de analiză.

Ambele scenarii prezintă **indicatori economici pozitivi**, respectiv o VAN economică pozitivă și o RIR economică pozitivă, ceea ce indică faptul că investițiile analizate generează beneficii economice nete și contribuie favorabil la atingerea obiectivelor proiectului.
Se observă că **Scenariul A prezintă performanțe economice superioare din perspectiva eficienței investiției**, având o VAN economică de **486,607,202.22 lei**, o RIR economică de

18,66% și un raport Beneficii/Costuri de **2,14**, comparativ cu **219,891,712.62 lei**, **13,56%** și **1,64** în cazul Scenariului B.

Deși **Scenariul A** prezintă o valoare economică netă și un raport Beneficii/Costuri mai ridicate, **Scenariul B generează, de asemenea, beneficii economice semnificative**, ca urmare a dimensiunii și anvergurii investiției. Cu toate acestea, raportat la resursele investite, eficiența economică a Scenariului B este mult inferioară celei aferente Scenariului A. Prin urmare, **Scenariul A se dovedește a fi mai eficient din punct de vedere economic**, în timp ce Scenariul B, deși generează beneficii economice importante, sunt cu peste 100 % mai mici decat in cazul Scenariului A.

Indicator economic	Scenariul A	Scenariul B
VAN economică (VANE)	486,607,202.22 lei	219,891,712.62 lei
RIR economică (RIRE)	18.66%	13.56%
Raportul Beneficii/Costuri (B/C)	2.14	1.64

In concluzie, impactul socio-economic asupra comunitatii locale este unul semnificativ, RIRe pentru scenariul A (18.66 %), ceea ce justifica faptul ca investitita va atrage noi investitori in zona, va ridica calitatea vietii, va genera noi locuri de munca si va dezvolta mediul antreprenorial.

Fluxurile de numerar ale analizei economice detaliate pentru perioada de analiza stabilita, de 20 de ani, sunt prezentate in cadrul anexelor prezentului studiu de fezabilitate.

4.8 Analiza de senzitivitate

În conformitate cu articolul 40 (e) Regulamentul 1083/2006, o “analiza riscului” va fi inclusă în ACB. Scopul este de a determina incertitudinea în cea ce privește implementarea proiectelor de investiţie, care se realizează printr-o analiză de risc şi de senzitivitate.

Obiectivul analizei de risc şi senzitivitate este de a evalua performanţa indicatorilor de profitabilitate a proiectului. În acest sens, prima parte a analizei (analiza de sensitivitate) urmăreşte identificarea variabilele critice şi impactul lor potenţial asupra modificării indicatorii de profitabilitate, cea de a doua parte (analiza riscului) are ca scop estimarea probabilităţii

acestor modificări care au avut loc, rezultatele acestei analize exprimându-se ca medie estimată şi deviaţie standard ale indicatori menţionaţi.

Indicatori de performanţă relevanţi care se vor considera pentru analiza de risc şi sensitivitate sunt RIRFC şi VNAFC pentru analiza financiară, RIRE şi VANE pentru analiza economică, care se vor calcula în toate cazurile după contribuţia UE.

Analiza de senzitivitate şi risc se realizează în trei paşi, rezultatul fiecăruia urmând a fi reflectat în cererea de finanţare:

1. Identificarea variabilelor critice: stabilirea acelor variabile care sunt considerate critice pentru indicatorii de performanţă ai proiectului. Acest lucru se realizează prin modificarea procentuală de +/- 1% a unui set de variabile ale proiectului şi apoi calcularea valorii indicatorilor de profitabilitate. Orice variabilă a proiectului pentru care variaţia cu 1% va produce o modificare cu mai mult de 5% în valoarea de bază a VNAF sau VNAE va fi considerată o variabilă critică;

2. Calcularea valorilor de comutare a variabilelor critice: luând în considerare rezultatele obţinute la primul pas, orice variabilă a proiectului pentru care variaţia cu 1% va produce o modificare cu mai mult de 5% în valoarea de bază a VNAF sau VNAE va fi considerată o variabilă critică. Pentru variabile critice se solicită calcularea aşa numitei valorii de comutare, care reprezintă variaţia (în procente) a variabilei critice care face ca indicatorul de performanţă analizat (VNAF sau VNAE) să treacă prin zero.

3. Estimarea distribuţiei probabilităţii pentru indicatorii de profitabilitate: acest pas implică o evaluarea calitativă a factorilor relevanţi care pot afecta valorile variabilelor critice, precum şi măsurile incluse deja în proiect pentru a reduce impactul acestor factori. În consecinţă, sunt două opţiuni pentru cuantificarea nivelului de siguranţă valorilor calculate pentru indicatorii profitabilitate:

a. Dacă există informaţie rezonabilă pentru stabilirea distribuţiei probabilităţii variabilelor critice, atunci este posibilă utilizarea metodei statistice Monte Carlo sau similar, care atribuie simultan valori întâmplătoare variabilelor critice (în cadrul distribuţiei aşteptate) pentru un număr sau repetiţii suficient de mari pentru a obţine o probabilitate a distribuţiei

pentru fiecare din indicatorii de profitabilitate. Astfel fiecare indicator de profitabilitate se va exprima ca medie şi deviaţie standard a variabilelor obţinute după toate repetiţiile.

b. Dacă nu există informaţie rezonabilă pentru stabilirea distribuţiei probabilităţii variabilelor critice, atunci analiza riscului se va realiza prin definirea scenariul optimist şi pesimist care va include toate variabilele critice şi calcularea a două valori extreme pentru indicatorii de profitabilitate pe baza celor două scenarii.

Variabilele critice ce pot influența indicatorii de performanță ai proiectului „Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare" sunt:

- Variația prețului mediu pentru arbitraj si a serviciilor de echilibrare:
- Variația prețului echipamentelor (CAPEX);
- Creșterea inflației (ratei de actualizare).

Influenta asupra indicatorilor financiari

Pentru a evidentia variatia idicatorilor financiari (VNAFK si RIRFK) s-au variat urmatorii parametrii considerati critici pentru proiectul **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare" ,** in intervalul [-3 %, +3 %]:

- Variația prețului mediu pentru arbitraj si a serviciilor de echilibrare:
- Variația prețului echipamentelor (CAPEX);
- Creșterea inflației (ratei de actualizare).

Parametru critic: Pretul energiei electrice						
Impact asupra: VNAFC						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
-56,239,326.22	-50,796,509.25	-45,353,692.29	-39,910,872.18	-34,468,058.35	-30,215,250.16	-23,582,424.42
-40.91%	-27.27%	-13.64%	0.00%	13.64%	24.29%	40.91%
Impact asupra: RIRFC						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
4.84%	5.16%	5.48%	5.79%	6.10%	6.34%	6.71%
-16.41%	-10.88%	-5.41%	0.00%	5.35%	9.49%	15.90%

Parametru critic: Pretul echipamentelor						
Impact asupra: VNAFC						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
-22,369,798.05	-28,216,823.80	-34,063,849.56	-39,910,872.18	-45,757,901.08	-51,604,926.83	-57,451,952.59
43.95%	29.30%	14.65%	0.00%	-14.65%	-29.30%	-43.95%
Impact asupra: RIRFC						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
6.74%	6.42%	6.11%	5.79%	5.48%	5.18%	4.87%
16.39%	10.87%	5.41%	0.00%	-5.36%	-10.67%	-15.94%

Parametru critic: Rata de inflatie						
Impact asupra: VNAFC						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
-35,936,997.49	-37,270,784.28	-38,595,380.62	-39,910,872.18	-41,217,356.15	-42,514,909.84	-43,803,622.10
9.96%	6.61%	3.30%	0.00%	-3.27%	-6.52%	-9.75%
Impact asupra: RIRFC						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
5.79%	5.79%	5.79%	5.79%	5.79%	5.79%	5.79%
0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Analiza de senzitivitate a permis sa se stabileasca faptul ca pentru o variatie maxima a parametrilor propusi de +/-3 %, indicatorii financiari variaza, in functie de parametrul modificat.

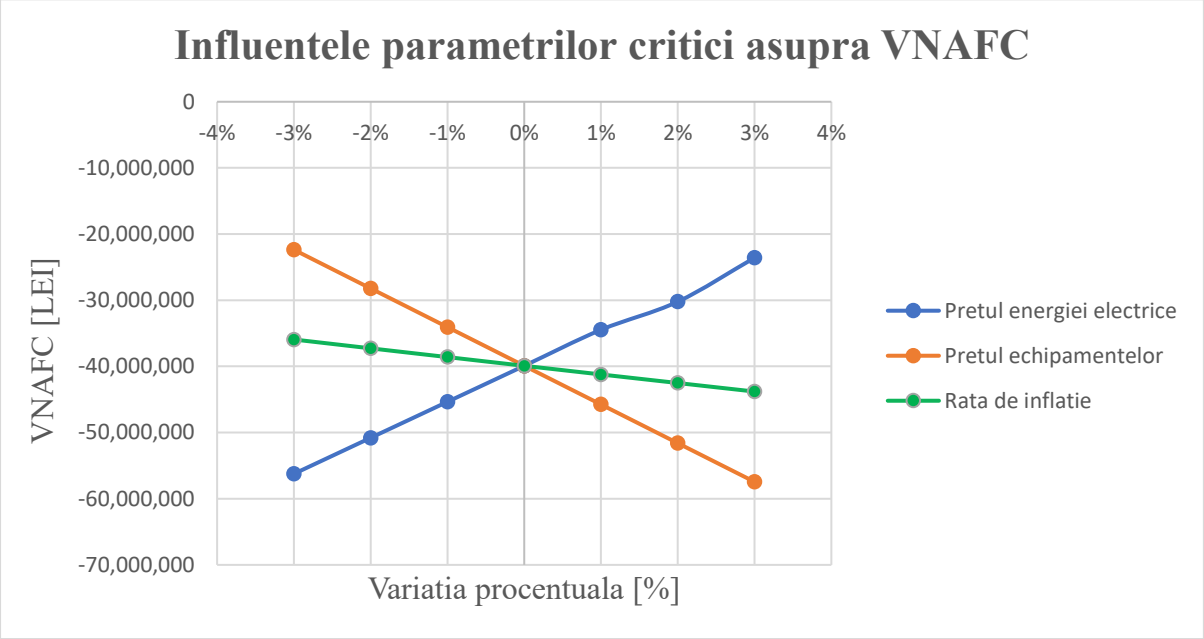
Asa cum se poate observa din valorile prezentate in tabelele mai sus, VNAFC scade atunci cand:

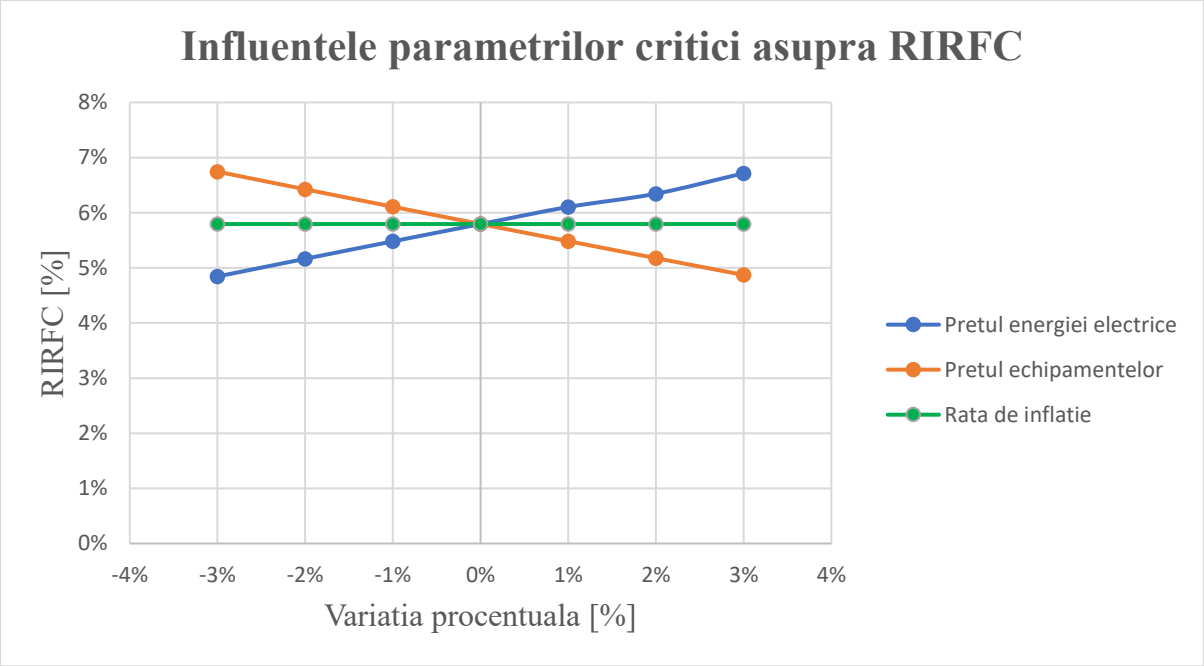
- Prețul mediu pentru arbitraj si a serviciilor de echilibrare scade;
- Rata inflatiei creste peste valoarea impusa a ratei de actualizare de 8 %;
- Pretul echipamentelor (CAPEX-ul) creste.

Asa cum se poate observa din valorile prezentate in tabelele mai sus, RIRFC scade atunci cand:

- Prețul mediu pentru arbitraj si a serviciilor de echilibrare scade;

- Pretul echipamentelor (CAPEX-ul) creste.
- Ramane constanta atunci cand rata inflatiei variaza.





Astfel, pentru parametrii VNAFC si RIRFC variatiile sunt critice pentru toti parametrii analizati, cu exceptia ratei de inflatie asupra RIRFC.

Influenta asupra indicatorilor economici

Pentru a evidentia variatia idicatorilor financiari (VANE si RIRe) s-au variat urmatorii parametrii considerati critici pentru proiectul **„Construire capacitate stocare energie electrica, compusa din instalatii de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, retele interioare de transport energie electrica, imprejmuiri statie si posturi de transformare”** , in intervalul [-3 %, +3 %]:

- Variația prețului mediu pentru arbitraj si a serviciilor de echilibrare:
- Variația prețului echipamentelor (CAPEX);
- Creșterea inflației (ratei de actualizare).

Parametru critic: Pretul energiei electrice						
Impact asupra: VNAE						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
485,266,128.53	485,713,153.09	486,160,177.66	486,607,202.22	487,054,226.78	487,403,334.06	487,948,275.91
-0.28%	-0.18%	-0.09%	0.00%	0.09%	0.16%	0.28%
Impact asupra: RIRE						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
18.62%	18.63%	18.65%	18.66%	18.67%	18.68%	18.70%
-0.21%	-0.14%	-0.07%	0.00%	0.07%	0.12%	0.21%

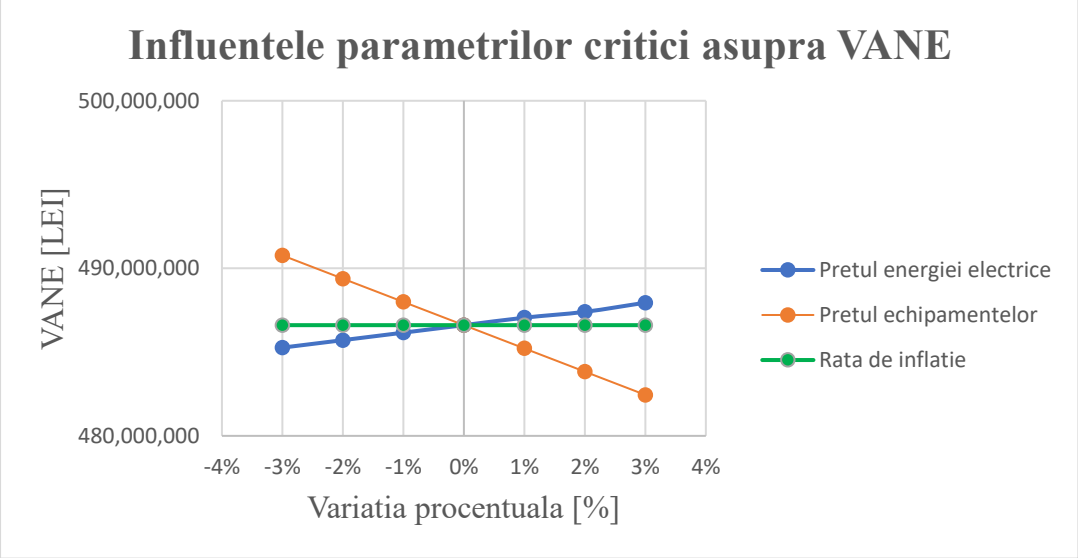
Parametru critic: Pretul echipamentelor						
Impact asupra: VNAE						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
490,769,493.01	489,382,062.75	487,994,632.48	486,607,202.22	485,219,771.96	483,832,341.69	482,444,911.43
0.86%	0.57%	0.29%	0.00%	-0.29%	-0.57%	-0.86%
Impact asupra: RIRE						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
19.15%	18.98%	18.82%	18.66%	18.50%	18.35%	18.19%
2.63%	1.74%	0.86%	0.00%	-0.85%	-1.68%	-2.49%

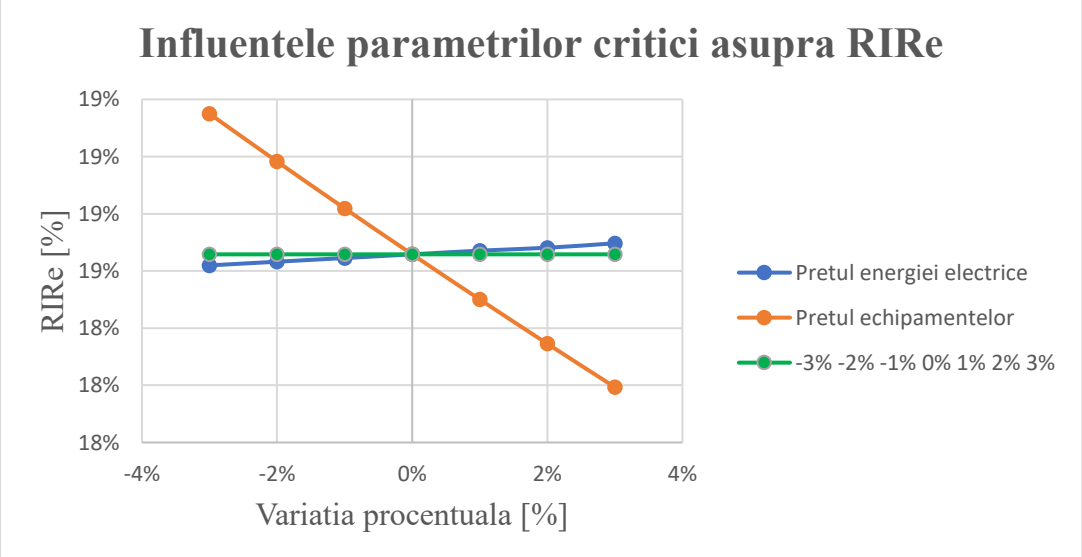
Parametru critic: Rata de inflatie						
Impact asupra: VNAE						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
486,607,202.22	486,607,202.22	486,607,202.22	486,607,202.22	486,607,202.22	486,607,202.22	486,607,202.22
0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Impact asupra: RIRE						
-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%
18.66%	18.66%	18.66%	18.66%	18.66%	18.66%	18.66%
0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Analiza de senzitivitate a idicatorilor economici a permis sa se stabileasca faptul ca pentru o variatie maxima a parametrilor propusi de +/-3 %, proiectul propus este capabil sa genereze venitul financiar net actualizat economic pozitiv si o rata de rentabilitate financiara economica de 5 %.

Asa cum se poate observa din valorile prezentate in tabelele mai sus, VANE :

- Ramane constant atunci cand rata de inflatie creste/scade;
- Variaza atunci cand pretul echipamentelor creste/scade;
- Variaza atunci cand prețul mediu pentru arbitraj si a serviciilor de echilibrare creste/scade.





Nici unul din parametri analizati nu are o influenta critica asupra RIRe si VANE. Proiectul ofera robustete si ramane eligibil din punct de vedere al indicator economici in urma analizei de senzitivitate.



4.9 Evaluarea riscurilor

Analiza vulnerabilităților cauzate de factorii de risc cuprinde următoarele etape principale:

- Identificarea riscurilor – se va realiza în cadrul şedinţelor lunare de progres de către membrii echipei de proiect.
- Identificarea riscurilor trebuie să includă tipurile de riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizaționale, cu privire la resursele umane implicate, precum şi riscuri externe (politice, de mediu, legislative). Identificarea riscurilor va fi actualizată la fiecare şedință lunară.
- Evaluarea probabilității de apariție a riscului. Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție şi impactul acestora asupra proiectului.

Considerăm în ambele scenarii aceleași riscuri și măsuri de prevenire/diminuare a acestora.

Risc	Probabilitate de apariție	Măsuri
Riscuri tehnice		
Potențiale de modificare ale soluției tehnice	Scăzut	- asistenta tehnică din partea proiectantului pe perioada execuției proiectului; - acoperirea cheltuielilor cu noua soluție tehnică din sumele cuprinse la cheltuielile diverse si neprevăzute.
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	Scăzut	- prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică și financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.); - impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc.
Nerespectarea clauzelor contractuale unor contractanți / subcontractanți	Scăzut	- stipularea de garanții de buna execuție și penalități în contractele comerciale încheiate cu societăți contractante.
Riscuri organizatorice		
Neasumarea unor sarcini şi responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	- stabilirea responsabilităților membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fișe de post; - numirea în echipa de proiect a unor persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare; - motivarea personalului cuprins în echipa de proiect.
Creșterea termenelor de livrare a echipamentelor datorită ofertei limitate de productie și a cererii foarte mari	Ridicat	- încheierea de contracte și plasarea de comenzi pentru proiect cat de repede posibil; - urmărirea îndeaproape a statusului comenzilor și păstrarea unei relații stranse cu furnizorii.
Riscuri financiare si economice		

Creşterea inflaţiei	Mediu	- realizarea bugetului în funcţie de oferte cat mai actuale la momentul prezent din piata; - cheltuielile generate de creşterea inflaţiei vor fi suportate de către solicitant din bugetul propriu prin masuri de eficientizare si esalonare a cheltuielilor societatii, prin realziare de economii
Creşterea pretului echipamentelor	Ridicat	- încheierea de contracte şi plasarea de comenzi pentru proiect cât de repede posibil; - contracte de mentenanţă pe termen lung.
Riscuri externe		
Riscuri de mediu: Condiţiile de climă şi temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	- planificare corespunzătoare a lucrărilor; - alegerea unor soluţii de execuţie care să ţină cont cu prioritate de condiţiile climatice
Riscurile de accidente majore şi/sau dezastre relevante pentru proiectul in cauza, inclusiv cele cauzate de schimbarile climatice, conform informaţiilor ştiintifice	Mediu	- alimentarea cu carburanţi a utilajelor şi mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizandu-se prin unitati specializate autorizate şi tehnologiile utilizate conduc la un risc de accident minor; - încheierea de polite de asigurare de viaţă.
Riscurile pentru sănătatea umană de exemplu, din cauza contaminării apei sau a poluării atmosferice	Scăzut	- Managementul propus prin proiect privind colectarea şi evacuarea apelor uzate menajere generate în timpul realizării proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice având verificarea periodică stabilită prin lege la zi, repararea acestora în unităţi service specializate şi întreţinerea acestora în condiţii optime de funcţionare conduce la un nivel al emisiilor sub limită admisă de legislaţia în vigoare şi conduc la un risc minor.
Riscuri politice: Schimbarea conducerii companiei	Scăzut	- Proiectul devine obligaţie contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancţionată conform legii.

Pentru acest obiectiv de investiţii nu au fost identificate riscuri majore care ar putea interfera cu realizarea acestuia. Planificarea corectă a etapelor proiectului încă din faza de elaborare a acestuia, precum şi monitorizarea continuă pe parcursul implementării asigură evitarea riscurilor care pot influenţa major proiectul.

5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)

5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor

În cadrul prezentului studiu de fezabilitate au fost analizate două scenarii tehnice pentru realizarea obiectivului de investiții. Din punct de vedere al echipamentelor propuse si al functionalitatii acestora ambele variante folosesc cele mai avansate tehnologii actuale, deci caracterul tehnic al investitiei este complet indeplinit.

Parametru	Scenariul A	Scenariul B
Raport capacitate/putere	4:1 (0,25C)	2:1 (0,5C)
Capacitate de stocare instalată	609.55 MWh	304.78 MWh
Autonomie sistem (verificare)	~4 ore	~2 ore
Tehnologie baterie	Li-ion (LFP)	Li-ion (LFP)
Randament round-trip (ciclu complet)	90%	90%
Cicluri echivalente complete / zi	1	1
Zile de disponibilitate operațională / an	350	350
Rata de degradare a capacității	2%/an	2%/an
Prag SoH pentru augmentare baterie	80 %	80 %
SoH după augmentare	95%	95%
An augmentare baterie	Anul 13	Anul 13
Cost augmentare (% din CAPEX total inițial)	30%	30%

Cele două variante alese pentru comparație presupun configuratii care folosesc echipamente similare si aceasi putere de incarcare/ descarcare insa capacitati de stocare diferite si implicit rate diferite incarcare/ descarcare si costuri investitionale diferite.

Astfel:

- **Scenariul A – 609.55 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.25C, ¼ore**
- **Scenariul B – 304.78 MWh** cu o putere de incarcare/ descarcare de 150.78 MW, rezultand o curba de incarcare/ descarcare **0.5C, ½ore**

Conform celor prezentate anterior din punct de vedere tehnico – economic, se recomandă implementarea scenariului A.

Compararea scenariilor din punct de vedere al sustenabilitatii:

Sustenabilitatea ambelor proiecte este asigurată pentru ca fluxul de numerar net cumulat neactualizat este pozitiv pentru fiecare an si pe parcursul întregii perioade de referință.

Indicator	Scenariul A	Scenariul B	Avantaje pentru:
Capacitate de stocare instalată	609.55	304.78	A
CAPEX total (fără TVA)	395,953,887.56	300,070,453.46	B
RIR financiară, fără ajutor (RIRFC)	5.79%	6.52%	A
VAN financiară, fără ajutor (VNAFC)	(39,910,872.18)	(20,779,940.95)	B
Rata deficitului de finanțare (vs. CAPEX)	-10.08%	-6.93%	A
Ajutor de stat solicitat	39,910,872.18	19,955,763.47	A
RIR financiară, cu ajutor (RIRFC/K)	8.00%	7.94%	A
VAN financiară, cu ajutor (VNAFC/K)	-	(824,177.48)	A
VAN economică (VANE)	486,607,202.22	219,891,712.62	A
Rata de rentabilitate economica (RIRe)	18.66%	13.56%	A

- Ambele scenarii sunt sustenabile - fluxul de numerar net cumulat neactualizat este pozitiv la finalul perioadei de referință (vezi tabelele din anexe).

Compararea scenariilor din punct de vedere al riscurilor:

Din punct de vedere al riscurilor, ambele scenarii se incadreaza in aceeasi coeficienti de risc, masurile de prevenire / diminuare a acestora identificate fiind identice.

5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)

Din analiza scenariilor se desprind următoarele concluzii:

- Scenariul A are un cost investitional total mai mare fata de scenariul B, dar acesta compenseaza cu venituri superioare si o capacitate de stocare dubla.
- In cazul in care proiectele vor fi realizate 100% prin fonduri proprii scenariul B are valoarea actualizata neta financiara VNAFC si rata de rentabilitate financiara RIRFC superioare scenariului A, insa scenariul A compenseaza in cadrul utilizarii ajutorului de stat, unde realizeaza rate financiare superioare fata de scenariul B.
- Ajutorul de stat nerambursabil este de **12,487.31 EURO/MWh** rezultand suma de 39,910,872.18 pentru scenariul A, respectiv 19,955,763.47 lei pentru scenariul B.
- In urma calculului indicatorilor tinand cont de ajutorul de stat nerambusarbil se obtine o valoarea pozitiva a valorii actualizate nete financiara a capitalului propriu VNAFK si o rata de rentabilitate financiara a capitalului propriu RIRFK mai mare in cazul scenariului A. Valorile negative ale VNAFK obtinute arata ca volumul asistentei financiare solicitate a fost determinat corect neconducand la o suprafinantare.
- Investitita suplimentara cu aprox. 95,883,434.10 lei pentru scenariul A se justifica, deoarece genereaza un flux de numerar actualizat mai mare cu cu aprox. 824,177.48 lei. Mai mult se poate observa ca rata de rentabilitate financiara este mai buna in cazul scenariului B inainte de finantare, RIRFCa (5.79%%) < RIRFCb (6.52%%), insa dupa finanatre (dupa obtinerea finantarii nerambursabile) este depasit de scenariul A RIRFCa (8.00%) > RIRFCb (7.94%).
- Timpul de recuperare al investitiei este mai mic in cazul scenariului A comparativ cu cel din cazul scenariului B.
- De asemenea, din punct de vedere tehnic, Scenariul A este superior Scenariului B, soluția BESS cu o durată de stocare de 4 ore asigură o capacitate energetică aproximativ dublă față de o soluție cu aceeași putere instalată și durată de 2 ore. Această configurație permite menținerea puterii de încărcare/descărcare pentru un interval mai lung și oferă o flexibilitate operațională superioară. Capacitatea energetică suplimentară permite gestionarea mai eficientă a variațiilor de producție din surse regenerabile, în special în perioadele cu producție fotovoltaică ridicată. Totodată, energia poate fi deplasată către intervale orare cu necesar energetic mai ridicat, reducând riscul de limitare sau neutilizare a energiei produse. Durata extinsă de stocare permite exploatarea sistemului

și la puteri parțiale pentru perioade mai lungi, precum și menținerea unei rezerve energetice disponibile pentru situații în care este necesară susținerea rețelei. Prin urmare, configurația de 4 ore oferă un grad mai ridicat de flexibilitate, o capacitate mai mare de gestionare a dezechilibrelor si de realizare a veniturilor din arbitraj.

Conform celor prezentate anterior, se recomandă implementarea scenariului A.

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:

a) obținerea și amenajarea terenului;

Terenul pe care se propun lucrarile din prezenta documentatie este al investitorului.
Suprafata totala a terenului este de **23,800 mp**. Suprafata specifica proiectului propus va fi de aprox. **8.253 mp**. Lucrarile de amenajare teren sunt:

In vederea realizarii constructiei se vor realiza urmatoarele amenajari si lucrari de teren:

- Curatarea terenului (decopertare) si indepartarea stratului vegetal pe traseul proiectat
- Aducerea pamantului la acelasi nivel in functie de cotele prevazute in planul proiectului;
- Trasarea pozitiilor proiectate.
- Turnare platforme beton, fundatii betonate containere de baterii, invertoarelor de transformare (PCS) si echipamente auxiliare – daca se considera a fi necesare
- Se va monta pe perioada lucrarilor o organizare de santier completa;
- Structurile metalice vor fi legate la sistemul de impamantare.
- Se vor amplasa containerele de baterii,
- Se vor realiza instalatiile electrice aferente conexiunilor la SEN
- Se va monta un punct de conexiune/statie de transformare complet utilat conform ATR care sa permita racordarea capacitatii de stocare

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Alimentarea cu apa: nu este cazul
Evacuarea apelor uzate: nu este cazul
Energie termica: nu este cazul

c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional-arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși;

Conform scenariului A se va realiza o capacitate de stocare a energiei electrice, avand configuratia:

- baterii amplasate în 72 containere, fiecare având o energie instalată de 8466 kWh respectiv capacitatea de 530 Ah. Sistemul de management al bateriei protejează container-ul la minimă tensiune, supratensiune și supratemperatură. Solutia poate fi realizata containerizat sau in cladiri proiectate dedicat astfel incat sa sustina container-urile de baterii si toate sistemele de comanda, control si protectie.
- convertoare de putere: 19 Invertoare cu urmatoarele caracteristici:

Parametri DC

- Tensiune DC max: 1500V
- Curent DC max: 2245A×4
- Domeniu tensiune baterie: 1000~1500V
- Număr intrări DC: 4

Parametri AC (On-Grid)

- Putere AC minima PCS-uri (putere totala): 150.78 MW
- Domeniu tensiune AC PCS: 607~759V (reglabil)
- Curent AC max PCS: 3680A (total) / 1841A×4
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
- Distorsiune armonică (THDi): <1,5% (la sarcină 100%)
- Factor de putere: -1 ~ +1

Parametri AC (Off-Grid)

- Tensiune AC nominală PCS: 690V, 3W+PE
- Domeniu tensiune AC: 607~759V (reglabil)
- Distorsiune tensiune AC: <1,5% (sarcină liniară 100%)
- Componentă tensiune DC: <0,5% Un (sarcină liniară echilibrată)
- Capacitate sarcină dezechilibrată: 100%
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
-

- LES 110 kV nou proiectat: cca. 1.000 m lungime, între stația 110 kV IS Işalnița (nou proiectată, 150.78 MW) și stația 220/110 kV Işalnița
- celulă de racordare 110 kV: 1 buc. (nouă, montată la bara 110 kV din stația 220/110 kV Işalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4)
- întrerupător 110 kV: 1 buc.
- transformatoare de curent 110 kV, 1200A/1/1/1/1/1A, clasa 0,2s: 3 buc.
- transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2: 3 buc.
- ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP: 1 buc.
- descărcătoare 110 kV: 3 buc.
- punct de racordare la SEN: celula nouă LES 110 kV IS Işalnița din stația 220/110 kV Işalnița
- punct de interfață cu rețeaua: bara de 33 kV din instalația beneficiarului

d) probe tehnologice și teste

Probe si teste aferente punerii in functiune, referitoare la marimile electrice conform normelor ANRE in vigoare. Acestea se vor realiza in etapele finale de racordare la retea, conform Avizului Tehnic de Racordare emis de CNEE Transelectrica.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general;

a) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;

- baterii amplasate în 72 containere, fiecare container având o energie instalată de 8466 kWh respectiv capacitatea de 530 Ah. Sistemul de management al bateriei protejează container-ul la minimă tensiune, supratensiune și supratemperatură. Solutia poate fi realizata containerizat sau in cladiri proiectate dedicat astfel incat sa sustina container-urile de baterii si toate sistemele de comanda, control si protectie.
- convertoare de putere: 19 Invertoare cu urmatoarele caracteristici:

Parametri DC

- Tensiune DC max: 1500V
- Curent DC max: 2245A×4
- Domeniu tensiune baterie: 1000~1500V
- Număr intrări DC: 4

Parametri AC (On-Grid)

- Putere AC minima PCS-urilor (putere totala): 150.78 MW;
- Domeniu tensiune AC PCS: 607~759V (reglabil)
- Curent AC max PCS: 3680A (total) / 1841A×4
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
- Distorsiune armonică (THDi): <1,5% (la sarcină 100%)
- Factor de putere: -1 ~ +1

Parametri AC (Off-Grid)

- Tensiune AC nominală PCS: 690V, 3W+PE
- Domeniu tensiune AC: 607~759V (reglabil)
- Distorsiune tensiune AC: <1,5% (sarcină liniară 100%)
- Componentă tensiune DC: <0,5% Un (sarcină liniară echilibrată)
- Capacitate sarcină dezechilibrată: 100%
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz

- LES 110 kV nou proiectat: cca. 1.000 m lungime, între stația 110 kV IS Işalnița (nou proiectată, 150.78 MW) și stația 220/110 kV Işalnița
- celulă de racordare 110 kV: 1 buc. (nouă, montată la bara 110 kV din stația 220/110 kV Işalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4)
- întrerupător 110 kV: 1 buc.
- transformatoare de curent 110 kV, 1200A/1/1/1/1/1A, clasa 0,2s: 3 buc.
- transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2: 3 buc.
- ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP: 1 buc.
- descărcătoare 110 kV: 3 buc.
- punct de racordare la SEN: celula nouă LES 110 kV IS Işalnița din stația 220/110 kV Işalnița
- punct de interfață cu rețeaua: bara de 33 kV din instalația beneficiarului

	Valoare (fara TVA)		*TVA*	*Valoare totala (cu TVA)*	
	Lei	*Euro*	*Lei*	*Lei*	*Euro*
TOTAL Scenariul A	395,953,887.56	75,783,620.17	81,950,332.66	477,904,220.22	91,143,956.25
TOTAL Constructii+Montaj	57,069,971.66	11,153,053.00	11,984,694.05	69,054,665.71	13,169,826.01

Indicatorii de performanță ai proiectului se prezintă astfel:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare
Indicatorul I.1	Capacitatea nou instalată de stocare a energiei electrice (MWh)	***609.55***

In realizarea studiul de fezabilitate au fost definiti urmatorii indicatori și explicatiile privind cuantificarea acestora sunt:

- **Indicatorul I.1**: Capacitatea nou instalată (nominala) de stocare a energiei electrice, exprimată în MWh**.**

Conform Ghidului de Finantare: *„Indicatorul reprezintă capacitatea de stocare instalată prin proiect, exprimată în MWh, stabilită pe baza parametrilor tehnici prevăzuți în studiul de fezabilitate și asumați prin Cererea de finanțare.*

Proiectul trebuie să asigure un raport de minimum 2:1 între capacitatea de stocare instalată, exprimată în MWh, și puterea instalată a sistemului de stocare, exprimată în MW, corespunzător unei durate de descărcare la puterea instalată de minimum două ore.
În cazul proiectelor compuse din mai multe instalații de stocare agregate, fiecare instalație de stocare va avea puterea instalată de minimum 1MW.
Îndeplinirea cerinței se verifică potrivit relației: CP≥2 unde:
C - reprezintă capacitatea de stocare instalată, exprimată în MWh;
P - reprezintă puterea instalată a sistemului de stocare, exprimată în MW, care nu poate fi mai mică de 1 MW."

Astfel, coroborand toate informatiile mentionate mai sus, Scenariul A ales indeplindeste toate conditiile tehnico-economice si demonstreaza contributia la Indicatorul I.1.

b) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;

Menționarea beneficiilor de natură socială si de mediu este esențială pentru descrierea impactului proiectului asupra comunității solicitante. Aceste beneficii sunt directe, imediat dupa finalizarea executiei lucrarilor se vor putea observa imbunatatiri majore in ceea ce priveste reducerea poluarii si aspectul vizual al zonei.

c) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții

Proiectul va fi executat in termen de 24 luni.

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice

Principalele cerințe legale (inclusiv modificările și completările lor ulterioare) care se aplică prezentului proiect în ceea ce privește organizarea sistemului de atestare și verificare a calității sunt pe de o parte comune si apoi diferențiate pe patru domenii distincte: construcții, dotări tehnologice industriale, securitatea muncii si protectia mediului, după cum urmează:

Cerinte comune tuturor tipurilor de lucrari:

- Legea 50/1991 privind autorizarea executării construcțiilor și unele măsuri pentru realizarea locuințelor cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HG 907/2016 privind Conținutul cadru al documentațiilor tehnice cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HG 51/1996 privind Regulamentul de recepție a lucrărilor de montaj utilaje, echipamente, instalații tehnologice și a punerii în funcțiune a capacităților de producție cu toate completările şi modificările ulterioare.

Cerinte specifice lucrarilor in constructii:

- Legea 10/1995 privind calitatea în construcții cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HG 925/1995 regulament pentru verificare/expertizare tehnică calitate a proiectelor/ execuţiei construcţiilor cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HG 766/1997 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HG 273/1994 pentru aprobarea regulamentului privind recepția construcțiilor cu toate completările şi modificările ulterioare.

Cerinte specifice lucrarilor tehnologice:

- Legea 440/2002 pentru aprobarea Ordonanţei Guvernului nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente şi instalaţii tehnologice industriale tehnologice industriale
- Hotararea nr. 431/2019 privind punerea la dispozitie pe piață a echipamentelor radio cu toate completările şi modificările ulterioare;
- Ordin MIC 323/2000 al Ministrului Industriei și Comerțului, cu modificările si completarile ulterioare, privind aprobarea unor regulamente:

Cerinte specifice de securitatea muncii si norme PSI:

- Legea securității și sănătății în munca nr. 319/2006 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare cu toate completările şi modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 1146/03.08.2006, privind cerinţele minime de securitate şi sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- Hotararea nr. 409/2016 privind stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor electrice de joasă tensiune
- HG 300/2006 privind cerinţele minime de securitate şi sănătate pentru șantierele temporare sau mobile cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HG 1091/2006 privind cerinţele minime de securitate şi sănătate pentru locul de munca;
- HG 1048/2006 privind cerinţele minime de securitate şi sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecţie la locul de munca;
- HG 1051/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuala a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special afecțiuni dorsolombare;
- HG 1028/2006 privind cerinţele minime de securitate şi sănătate în munca referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare;
- HG 971/2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau sănătate la locul de muncă cu toate completările şi modificările ulterioare;
- Legea 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor cu toate completările şi modificările ulterioare;
- Ordinului 163/2007 pentru aprobarea Normelor generale de apărare împotriva incendiilor,
- Ordinul 712/2005 al MAI pentru aprobarea dispoziţiilor generale privind instruirea salariaţilor în domeniul situaţiilor de urgenţă cu toate completările şi modificările ulterioare;
- Legea 481/ 2004 privind protecţia civilă cu toate completările şi modificările ulterioare.

Norme privind protectia mediului:

- OU 195/2005 privind protecția mediului cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HG 349/2005 privind depozitarea deșeurilor cu toate completările şi modificările ulterioare;
- HGR 856/2002 privind evoluția gestionării deșeurilor şi pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase. cu toate completările şi modificările ulterioare;
- Ordonanța nr. 2/2021 privind depozitarea deșeurilor;
- Ordonanța nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor.

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.

Investția de fata este prezentata astfel:

Valoarea proiectului - scenariul A (LEI)	
Total cheltuieli eligibile	331,369,771.50
Total cheltuieli neeligibile	146,534,448.72
din care TVA	81,950,332.66
Total valoare proiect (inclusiv TVA)	477,904,220.22

Sumele sunt explicate suplimentar dupa surse de finantare astfel:

Nr. Crt.	Surse de finanţare	Valoare (LEI)	Valoare (EURO)
I	**Valoarea totală a investiţiei (I=II+III)**	**477,904,220.22**	**91,143,956.25**
	din care TVA	81,950,332.66	15,629,235.35
II	**Valoarea neeligibilă a investiţiei**	**146,534,448.72**	**27,946,456.25**
III	**Valoarea eligibilă a investiţiei**	**331,369,771.50**	**63,197,500.00**
1	**Valoarea ajutorului de stat solicitat**	**39,910,872.18**	**7,611,639.81**
2	**Contribuţia solicitantului (2=I-1)**	**437,993,348.04**	**83,532,316.44**
2.1	**Surse proprii**	**0.00**	**0.00**
2.2	**Credit**	**437,993,348.04**	**83,532,316.44**

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

A fost deja obtinuta Autorizatia de Construire nr. 103 din 12.11.2025.

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

IDENTIFICARE (EXTRAS CF/PARCELA)	SUPRAFATA (mp)
CF 30742	23,800
TOTAL	23,800
Din care suprafata alocata pentru proiect	***aprox. 8.253***

6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică

Clasarea notificarii emisa de Agentia pentru protectia mediului Dolj cu nr. 4451 din 31.07.2024.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Se vor respecta prevederile din Autorizatia de Construire nr. 103 din 12.11.2025.
Studiul de solutie cu Nr. EEC705 din octombrie 2024

Studiul pedologic cu nr. 1036 din 21.10.2024.

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

Se vor prezenta in cadrul etapei de proiectare.

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

Se vor respecta solicitările din certificatul de urbanism.

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabila cu implementarea investitiei este **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.**

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare

Proiectul se va implementa în 24 de luni.

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

Se va respecta si actualiza strategia de exploatare/operare conform prevederilor legale in vigoare la momentul receptiei lucrarilor si a documentatiei prezentata de constructor dupa finalizarea lucrarilor.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Pentru implementarea proiectului este recomandat ca solicitantul sa dispuna de o Unitate de Implementare (UIP) formata din cel puțin:

- 1 Manager proiect, va coordona implementarea proiectului in conformitate cu bugetul si calendarul de implementare propuse in prezentul studiu.
- 1 Responsabil financiar – va coordona activitatile necesare eficientizarii activitatii de contabilitate si raportare financiara catre reprezentantul legal societatii și catre managerul de proiect.
- 1 Responsabil achizitii – va coordona activitatile necesare eficientizarii activitatii de achiziții catre reprezenatntul legal și catre managerul de proiect.
- 1 Responsabil tehnic – cadru tehnic care va coordona implementarea sistemului de productie a energiei regenerabile cf. proiectului propus.

8. Concluzii și recomandări

Prezenta documentatie stabileste necesitatea si principalele avantaje ale amplasarii unei capacitati de stocare in comuna Isalnita, judetul Dolj, avand urmatorii parametrii principali:

- baterii amplasate în 72 containere, fiecare container având o energie instalată de 8466 kWh respectiv capacitatea de 530 Ah. Sistemul de management al bateriei protejează container-ul la minimă tensiune, supratensiune și supratemperatură. Solutia poate fi realizata containerizat sau in cladiri proiectate dedicat astfel incat sa sustina container-urile de baterii si toate sistemele de comanda, control si protectie.
- convertoare de putere: 19 Invertoare cu urmatoarele caracteristici:

Parametri DC

- Tensiune DC max: 1500V
- Curent DC max: 2245A×4
- Domeniu tensiune baterie: 1000~1500V
- Număr intrări DC: 4

Parametri AC (On-Grid)

- Putere AC minima PCS-urilor (putere totala): 150.78 MW;
- Domeniu tensiune AC PCS: 607~759V (reglabil)
- Curent AC max PCS: 3680A (total) / 1841A×4
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
- Distorsiune armonică (THDi): <1,5% (la sarcină 100%)
- Factor de putere: -1 ~ +1

Parametri AC (Off-Grid)

- Tensiune AC nominală PCS: 690V, 3W+PE
- Domeniu tensiune AC: 607~759V (reglabil)
- Distorsiune tensiune AC: <1,5% (sarcină liniară 100%)
- Componentă tensiune DC: <0,5% Un (sarcină liniară echilibrată)
- Capacitate sarcină dezechilibrată: 100%
- Frecvență rețea nominală: 50/60Hz
-

- LES 110 kV nou proiectat: cca. 1.000 m lungime, între stația 110 kV IS Ișalnița (nou proiectată, 150.78 MW) și stația 220/110 kV Ișalnița

- celulă de racordare 110 kV: 1 buc. (nouă, montată la bara 110 kV din stația 220/110 kV Işalnița, în spațiul liber dintre celula 110 kV Almăj și celula 110 kV CCH 4)
- întrerupător 110 kV: 1 buc.
- transformatoare de curent 110 kV, 1200A/1/1/1/1/1A, clasa 0,2s: 3 buc.
- transformatoare de tensiune 110 kV, √3/0,1/√3 kV, clasa 0,2: 3 buc.
- ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV echipat cu 1 CLP: 1 buc.
- ansamblu separator de bară 110 kV fără CLP: 1 buc.
- descărcătoare 110 kV: 3 buc.
- punct de racordare la SEN: celula nouă LES 110 kV IS Işalnița din stația 220/110 kV Işalnița
- punct de interfață cu rețeaua: bara de 33 kV din instalația beneficiarului

Indicatori obligatorii la nivel de proiect:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare
Indicatorul I.1	Capacitatea nou instalată de stocare a energiei electrice (MWh)	***609.55***

În conformitate cu prevederile HG nr.907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, au fost propuse și prezentate două soluții tehnice pentru realizarea obiectivului de investiții.

La elaborarea scenariilor tehnico-economice s-au avut în vedere aspecte care au ținut de: lucrările necesar a fi efectuate, analiza financiară, analiza socio-economica, sustenabilitatea investiției și potențialele riscuri la care este supusă investiția.

Din echipa de elaborare a prezentului studiu de fezabilitate a facut parte personal autorizat de către A.N.R.E. în domeniul proiectării instalațiilor electrice.

Pe baza tuturor celor prezentate în această lucrare, **proiectantul recomandă implementarea variantei A (scenariului A)** în vederea finanțării, implementării și derulării acestuia.

Proiectant general,

High Innovative Mind Energy SRL

Studiu întocmit de,

Ing. Gherghinciu Alexandria - Gabriel	Atestare ANRE gradul și tipul II A și B Nr. 202311980 / data expirare: 17.11.2028
Ing. Craciun Mihaela	Atestare ANRE gradul și tipul II A și B Nr. 202512109 / data expirare: 22.11.2030

Deficit de finantare si proportionalitatea ajutorului de stat Scenariul A

Metodologia pct. (29) CISAF C/2025/3602

1. Scenariul contrafactual	
VAN scenariu contrafactual (fara investitie/activitate)	-

2. Scenariul factual (fara ajutor)	
VAN financiara a investitiei, scenariul factual (fara ajutor) - VNAFC	**(39,910,872.18)**

3. Deficitul de finantare (Funding Gap)	
Deficit de finantare (VANFC - VAN scenariul contrafactual)	**(39,910,872.18)**
Rata deficitului de finantare (fata de CAPEX eligibil)	(10.08%)

4. Suma solicitata la finantare	
Valoare EUR/MWh	12,487.31
Suma in EUR fara TVA	7,611,639.81
Suma in LEI fara TVA	39,910,872.18

Deficit de finantare si proportionalitatea ajutorului de stat Scenariul B

Metodologia pct. (29) CISAF C/2025/3602

1. Scenariul contrafactual	
VAN scenariu contrafactual (fara investitie/activitate)	-

2. Scenariul factual (fara ajutor)	
VAN financiara a investitiei, scenariul factual (fara ajutor) - VNAFC	**(20,779,940.95)**

3. Deficitul de finantare (Funding Gap)	
Deficit de finantare (VANFC - VAN scenariul contrafactual)	**(20,779,940.95)**
Rata deficitului de finantare (fata de CAPEX eligibil)	(6.9%)

4. Suma solicitata la finantare	
Valoare EUR/MWh	12,487.31
Suma in EUR fara TVA	3,805,882.34
Suma in LEI fara TVA	19,955,763.47

OPEX SCENARIUL A

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri totale (arbitraj + servicii sistem), pt. calcul comision trading	LEI fara TVA	-	-	86,762,250.75	81,895,155.48	77,297,864.12	72,955,564.00	68,854,249.23	64,980,677.03	61,322,326.43	57,867,359.19	54,604,582.86	51,523,415.77	48,613,853.93	48,558,572.48	45,829,758.43	43,252,429.36	40,818,258.79	38,519,374.21	36,348,332.44	34,298,096.42
O&M fix (mentenanta preventiva si corectiva)	LEI fara TVA	-	-	11,878,616.63	12,056,795.88	12,237,647.81	12,421,212.53	12,607,530.72	12,796,643.68	12,988,593.34	13,183,422.24	13,381,173.57	13,581,891.17	13,785,619.54	13,992,403.83	14,202,289.89	14,415,324.24	14,631,554.10	14,851,027.41	15,073,792.83	15,299,899.72
Asigurari	LEI fara TVA	-	-	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55	1,583,815.55
Chirie/redeventa teren	LEI fara TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comision trading / EMS	LEI fara TVA	-	-	6,073,357.55	5,732,660.88	5,410,850.49	5,106,889.48	4,819,797.45	4,548,647.39	4,292,562.85	4,050,715.14	3,822,320.80	3,606,639.10	3,402,969.78	3,399,100.07	3,208,083.09	3,027,670.06	2,857,278.12	2,696,356.19	2,544,383.27	2,400,866.75
TOTAL OPEX (fara augmentare baterie)	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**19,535,789.73**	**19,373,272.31**	**19,232,313.85**	**19,111,917.56**	**19,011,143.72**	**18,929,106.62**	**18,864,971.74**	**18,817,952.93**	**18,787,309.92**	**18,772,345.83**	**18,772,404.87**	**18,975,319.46**	**18,994,188.53**	**19,026,809.84**	**19,072,647.77**	**19,131,199.16**	**19,201,991.65**	**19,284,582.02**
Cost augmentare baterie (reinvestitie de mentinere)	**LEI fara TVA**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**118,786,166.27**	-	-	-	-	-	-	-

OPEX SCENARIUL B

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri totale (arbitraj + servicii sistem), pt. calcul comision trading	LEI fara TVA	-	-	66,121,482.00	62,678,599.78	59,414,702.07	56,320,497.64	53,387,176.89	50,606,386.98	47,970,208.11	45,471,131.16	43,102,036.39	40,856,173.27	38,727,141.37	37,405,124.87	35,457,052.16	33,610,273.90	31,859,530.84	30,199,836.40	28,626,462.57	27,134,926.54
O&M fix (mentenanta preventiva si corectiva)	LEI fara TVA	-	-	9,002,113.60	9,137,145.31	9,274,202.49	9,413,315.52	9,554,515.26	9,697,832.99	9,843,300.48	9,990,949.99	10,140,814.24	10,292,926.45	10,447,320.35	10,604,030.15	10,763,090.61	10,924,536.97	11,088,405.02	11,254,731.10	11,423,552.06	11,594,905.34
Asigurari	LEI fara TVA	-	-	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81	1,200,281.81
Chirie/redeventa teren	LEI fara TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comision trading / EMS	LEI fara TVA	-	-	4,628,503.74	4,387,501.98	4,159,029.15	3,942,434.83	3,737,102.38	3,542,447.09	3,357,914.57	3,182,979.18	3,017,142.55	2,859,932.13	2,710,899.90	2,618,358.74	2,481,993.65	2,352,719.17	2,230,167.16	2,113,988.55	2,003,852.38	1,899,444.86
TOTAL OPEX (fara augmentare baterie)	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**14,830,899.16**	**14,724,929.11**	**14,633,513.45**	**14,556,032.17**	**14,491,899.45**	**14,440,561.89**	**14,401,496.86**	**14,374,210.98**	**14,358,238.60**	**14,353,140.39**	**14,358,502.06**	**14,422,670.71**	**14,445,366.07**	**14,477,537.95**	**14,518,853.99**	**14,569,001.46**	**14,627,686.26**	**14,694,632.01**
Cost augmentare baterie (reinvestitie de mentinere)	**LEI fara TVA**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**90,021,136.04**	-	-	-	-	-	-	-

Venituri Scenariul A— Arbitraj energie (PZU/PI) - 25 %

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Putere alocata arbitraj	MW	-	-	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70
Capacitate utilizabila alocata arbitraj	MWh	-	-	152.39	149.34	146.29	143.24	140.20	137.15	134.10	131.05	128.01	124.96	121.91	144.77	141.72	138.67	135.62	132.58	129.53	126.48
Cicluri echivalente complete / an	cicluri/an	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Energie ciclata alocata arbitraj / an	MWh/an	-	-	53,335.63	52,268.91	51,202.20	50,135.49	49,068.78	48,002.06	46,935.35	45,868.64	44,801.93	43,735.21	42,668.50	50,668.84	49,602.13	48,535.42	47,468.71	46,401.99	45,335.28	44,268.57
Preț mediu arbitraj	LEI/MWh	-	-	580.00	551.00	523.45	497.28	472.41	448.79	426.35	405.04	384.78	365.54	347.27	329.90	313.41	297.74	282.85	268.71	255.27	242.51
Randament round-trip	%	-	-	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
VENIT ARBITRAJ ENERGIE	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**27,841,196.25**	**25,920,153.71**	**24,121,612.43**	**22,438,124.90**	**20,862,682.08**	**19,388,688.24**	**18,009,937.08**	**16,720,589.31**	**15,515,151.48**	**14,388,455.95**	**13,335,642.10**	**15,044,271.25**	**13,991,172.26**	**13,005,772.49**	**12,083,934.77**	**11,221,766.39**	**10,415,605.01**	**9,662,005.36**

Venituri Scenariul B — Arbitraj energie (PZU/PI)

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Putere alocata arbitraj	MW	-	-	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70	37.70
Capacitate utilizabila alocata arbitraj	MWh	-	-	76.20	74.67	73.15	71.62	70.10	68.58	67.05	65.53	64.00	62.48	60.96	72.39	70.86	69.34	67.81	66.29	64.77	63.24
Cicluri echivalente complete / an	cicluri/an	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Energie ciclata alocata arbitraj / an	MWh/an	-	-	26,668.25	26,134.89	25,601.52	25,068.16	24,534.79	24,001.43	23,468.06	22,934.70	22,401.33	21,867.97	21,334.60	25,334.84	24,801.47	24,268.11	23,734.74	23,201.38	22,668.01	22,134.65
Preț mediu arbitraj	LEI/MWh			300.00	285.00	270.75	257.21	244.35	232.13	220.53	209.50	199.03	189.07	179.62	170.64	162.11	154.00	146.30	138.99	132.04	125.44
Randament round-trip	%	-	-	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
VENIT ARBITRAJ ENERGIE	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**7,200,427.50**	**6,703,598.00**	**6,238,450.39**	**5,803,058.54**	**5,395,609.75**	**5,014,398.19**	**4,657,818.76**	**4,324,361.28**	**4,012,605.00**	**3,721,213.45**	**3,448,929.54**	**3,890,823.64**	**3,618,465.98**	**3,363,617.03**	**3,125,206.81**	**2,902,228.58**	**2,693,735.14**	**2,498,835.48**

Venituri — Servicii tehnologice de sistem Scenariul A

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Putere alocata aFRR	MW	-	-	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85
Tarif mediu combinat aFRR (erodat)	LEI fara TVA/MW/zi	-	-	1,700.00	1,615.00	1,534.25	1,457.54	1,384.66	1,315.43	1,249.66	1,187.17	1,127.81	1,071.42	1,017.85	966.96	918.61	872.68	829.05	787.60	748.22	710.80
Zile de operare / an	zile	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Venit aFRR	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**40,371,345.00**	**38,352,777.75**	**36,435,138.86**	**34,613,381.92**	**32,882,712.82**	**31,238,577.18**	**29,676,648.32**	**28,192,815.91**	**26,783,175.11**	**25,444,016.36**	**24,171,815.54**	**22,963,224.76**	**21,815,063.52**	**20,724,310.35**	**19,688,094.83**	**18,703,690.09**	**17,768,505.58**	**16,880,080.30**
Putere alocata FCR	MW	-	-	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16
Tarif mediu combinat FCR (erodat)	LEI fara TVA/MW/zi	-	-	1,250.00	1,187.50	1,128.13	1,071.72	1,018.13	967.23	918.86	872.92	829.28	787.81	748.42	711.00	675.45	641.68	609.59	579.11	550.16	522.65
Zile de operare / an	zile	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Venit FCR	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**13,193,250.00**	**12,533,587.50**	**11,906,908.13**	**11,311,562.72**	**10,745,984.58**	**10,208,685.35**	**9,698,251.09**	**9,213,338.53**	**8,752,671.61**	**8,315,038.02**	**7,899,286.12**	**7,504,321.82**	**7,129,105.73**	**6,772,650.44**	**6,434,017.92**	**6,112,317.02**	**5,806,701.17**	**5,516,366.11**
Putere alocata mFRR	MW	-	-	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08
Tarif mediu combinat mFRR (erodat)	LEI fara TVA/MW/zi	-	-	1,015.00	964.25	916.04	870.24	826.72	785.39	746.12	708.81	673.37	639.70	607.72	577.33	548.47	521.04	494.99	470.24	446.73	424.39
Zile de operare / an	zile	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Venit mFRR	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**5,356,459.50**	**5,088,636.53**	**4,834,204.70**	**4,592,494.46**	**4,362,869.74**	**4,144,726.25**	**3,937,489.94**	**3,740,615.44**	**3,553,584.67**	**3,375,905.44**	**3,207,110.17**	**3,046,754.66**	**2,894,416.92**	**2,749,696.08**	**2,612,211.27**	**2,481,600.71**	**2,357,520.68**	**2,239,644.64**
VENIT TOTAL SERVICII DE SISTEM	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**58,921,054.50**	**55,975,001.78**	**53,176,251.69**	**50,517,439.10**	**47,991,567.15**	**45,591,988.79**	**43,312,389.35**	**41,146,769.88**	**39,089,431.39**	**37,134,959.82**	**35,278,211.83**	**33,514,301.24**	**31,838,586.17**	**30,246,656.87**	**28,734,324.02**	**27,297,607.82**	**25,932,727.43**	**24,636,091.06**

Venituri — Servicii tehnologice de sistem Scenariul B

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Putere alocata aFRR	MW	-	-	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85	67.85
Tarif mediu combinat aFRR (erodat)	LEI fara TVA/MW/zi	-	-	1,700.00	1,615.00	1,534.25	1,457.54	1,384.66	1,315.43	1,249.66	1,187.17	1,127.81	1,071.42	1,017.85	966.96	918.61	872.68	829.05	787.60	748.22	710.80
Zile de operare / an	zile	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Venit aFRR	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**40,371,345.00**	**38,352,777.75**	**36,435,138.86**	**34,613,381.92**	**32,882,712.82**	**31,238,577.18**	**29,676,648.32**	**28,192,815.91**	**26,783,175.11**	**25,444,016.36**	**24,171,815.54**	**22,963,224.76**	**21,815,063.52**	**20,724,310.35**	**19,688,094.83**	**18,703,690.09**	**17,768,505.58**	**16,880,080.30**
Putere alocata FCR	MW	-	-	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16	30.16
Tarif mediu combinat FCR (erodat)	LEI fara TVA/MW/zi	-	-	1,250.00	1,187.50	1,128.13	1,071.72	1,018.13	967.23	918.86	872.92	829.28	787.81	748.42	711.00	675.45	641.68	609.59	579.11	550.16	522.65
Zile de operare / an	zile	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Venit FCR	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**13,193,250.00**	**12,533,587.50**	**11,906,908.13**	**11,311,562.72**	**10,745,984.58**	**10,208,685.35**	**9,698,251.09**	**9,213,338.53**	**8,752,671.61**	**8,315,038.02**	**7,899,286.12**	**7,504,321.82**	**7,129,105.73**	**6,772,650.44**	**6,434,017.92**	**6,112,317.02**	**5,806,701.17**	**5,516,366.11**
Putere alocata mFRR	MW	-	-	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08	15.08
Tarif mediu combinat mFRR (erodat)	LEI fara TVA/MW/zi	-	-	1,015.00	964.25	916.04	870.24	826.72	785.39	746.12	708.81	673.37	639.70	607.72	577.33	548.47	521.04	494.99	470.24	446.73	424.39
Zile de operare / an	zile	-	-	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
Venit mFRR	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**5,356,459.50**	**5,088,636.53**	**4,834,204.70**	**4,592,494.46**	**4,362,869.74**	**4,144,726.25**	**3,937,489.94**	**3,740,615.44**	**3,553,584.67**	**3,375,905.44**	**3,207,110.17**	**3,046,754.66**	**2,894,416.92**	**2,749,696.08**	**2,612,211.27**	**2,481,600.71**	**2,357,520.68**	**2,239,644.64**
VENIT TOTAL SERVICII DE SISTEM	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**58,921,054.50**	**55,975,001.78**	**53,176,251.69**	**50,517,439.10**	**47,991,567.15**	**45,591,988.79**	**43,312,389.35**	**41,146,769.88**	**39,089,431.39**	**37,134,959.82**	**35,278,211.83**	**33,514,301.24**	**31,838,586.17**	**30,246,656.87**	**28,734,324.02**	**27,297,607.82**	**25,932,727.43**	**24,636,091.06**

Flux de numerar — Scenariul A FACTUAL (fara ajutor de stat)

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri arbitraj energie	LEI fara TVA	-	-	27,841,196.25	25,920,153.71	24,121,612.43	22,438,124.90	20,862,682.08	19,388,688.24	18,009,937.08	16,720,589.31	15,515,151.48	14,388,455.95	13,335,642.10	15,044,271.25	13,991,172.26	13,005,772.49	12,083,934.77	11,221,766.39	10,415,605.01	9,662,005.36
Venituri servicii de sistem	LEI fara TVA	-	-	58,921,054.50	55,975,001.78	53,176,251.69	50,517,439.10	47,991,567.15	45,591,988.79	43,312,389.35	41,146,769.88	39,089,431.39	37,134,959.82	35,278,211.83	33,514,301.24	31,838,586.17	30,246,656.87	28,734,324.02	27,297,607.82	25,932,727.43	24,636,091.06
VENITURI TOTALE	LEI fara TVA	-	-	**86,762,250.75**	**81,895,155.48**	**77,297,864.12**	**72,955,564.00**	**68,854,249.23**	**64,980,677.03**	**61,322,326.43**	**57,867,359.19**	**54,604,582.86**	**51,523,415.77**	**48,613,853.93**	**48,558,572.48**	**45,829,758.43**	**43,252,429.36**	**40,818,258.79**	**38,519,374.21**	**36,348,332.44**	**34,298,096.42**
OPEX total (fara augmentare)	LEI fara TVA	-	-	(19,535,789.73)	(19,373,272.31)	(19,232,313.85)	(19,111,917.56)	(19,011,143.72)	(18,929,106.62)	(18,864,971.74)	(18,817,952.93)	(18,787,309.92)	(18,772,345.83)	(18,772,404.87)	(18,975,319.46)	(18,994,188.53)	(19,026,809.84)	(19,072,647.77)	(19,131,199.16)	(19,201,991.65)	(19,284,582.02)
EBITDA	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**67,226,461.02**	**62,521,883.17**	**58,065,550.26**	**53,843,646.44**	**49,843,105.52**	**46,051,570.41**	**42,457,354.69**	**39,049,406.26**	**35,817,272.94**	**32,751,069.94**	**29,841,449.06**	**29,583,253.03**	**26,835,569.90**	**24,225,619.51**	**21,745,611.03**	**19,388,175.05**	**17,146,340.80**	**15,013,514.40**
CAPEX (investitie initiala)	LEI fara TVA	-	(395,953,887.56)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost augmentare baterie	LEI fara TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(118,786,166.27)	-	-	-	-	-	-	-
FLUX DE NUMERAR NET (fara ajutor)	**LEI fara TVA**	**-**	**(395,953,887.56)**	**67,226,461.02**	**62,521,883.17**	**58,065,550.26**	**53,843,646.44**	**49,843,105.52**	**46,051,570.41**	**42,457,354.69**	**39,049,406.26**	**35,817,272.94**	**32,751,069.94**	**(88,944,717.20)**	**29,583,253.03**	**26,835,569.90**	**24,225,619.51**	**21,745,611.03**	**19,388,175.05**	**17,146,340.80**	**15,013,514.40**
Factor de actualizare 1/(1+r)^t	-	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21
Flux de numerar net ACTUALIZAT	LEI fara TVA	**-**	**(339,466,638.85)**	**53,366,532.21**	**45,955,450.59**	**39,518,437.84**	**33,930,630.59**	**29,082,973.34**	**24,880,230.57**	**21,239,247.83**	**18,087,430.69**	**15,361,414.43**	**13,005,900.49**	**(32,704,787.93)**	**10,071,945.13**	**8,459,690.81**	**7,071,227.41**	**5,877,163.49**	**4,851,871.98**	**3,973,014.02**	**3,221,122.60**
Flux de numerar actualizat CUMULAT	LEI fara TVA	-	(339,466,638.85)	(286,100,106.64)	(240,144,656.06)	(200,626,218.22)	(166,695,587.64)	(137,612,614.30)	(112,732,383.72)	(91,493,135.89)	(73,405,705.20)	(58,044,290.76)	(45,038,390.28)	(77,743,178.20)	(67,671,233.07)	(59,211,542.26)	(52,140,314.85)	(46,263,151.36)	(41,411,279.38)	(37,438,265.36)	(34,217,142.76)

Indicatori financiari — scenariul FACTUAL (fara ajutor)	
VAN financiara (VNAFC), fara ajutor	**(39,910,872.18)**
RIR financiara (RIRFC), fara ajutor	**5.79%**

Flux de numerar — Scenariul B FACTUAL (fara ajutor de stat)

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri arbitraj energie	LEI fara TVA	-	-	7,200,427.50	6,703,598.00	6,238,450.39	5,803,058.54	5,395,609.75	5,014,398.19	4,657,818.76	4,324,361.28	4,012,605.00	3,721,213.45	3,448,929.54	3,890,823.64	3,618,465.98	3,363,617.03	3,125,206.81	2,902,228.58	2,693,735.14	2,498,835.48
Venituri servicii de sistem	LEI fara TVA	-	-	58,921,054.50	55,975,001.78	53,176,251.69	50,517,439.10	47,991,567.15	45,591,988.79	43,312,389.35	41,146,769.88	39,089,431.39	37,134,959.82	35,278,211.83	33,514,301.24	31,838,586.17	30,246,656.87	28,734,324.02	27,297,607.82	25,932,727.43	24,636,091.06
VENITURI TOTALE	LEI fara TVA	-	-	**66,121,482.00**	**62,678,599.78**	**59,414,702.07**	**56,320,497.64**	**53,387,176.89**	**50,606,386.98**	**47,970,208.11**	**45,471,131.16**	**43,102,036.39**	**40,856,173.27**	**38,727,141.37**	**37,405,124.87**	**35,457,052.16**	**33,610,273.90**	**31,859,530.84**	**30,199,836.40**	**28,626,462.57**	**27,134,926.54**
OPEX total (fara augmentare)	LEI fara TVA	-	-	(14,830,899.16)	(14,724,929.11)	(14,633,513.45)	(14,556,032.17)	(14,491,899.45)	(14,440,561.89)	(14,401,496.86)	(14,374,210.98)	(14,358,238.60)	(14,353,140.39)	(14,358,502.06)	(14,422,670.71)	(14,445,366.07)	(14,477,537.95)	(14,518,853.99)	(14,569,001.46)	(14,627,686.26)	(14,694,632.01)
EBITDA	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**51,290,582.84**	**47,953,670.67**	**44,781,188.63**	**41,764,465.46**	**38,895,277.44**	**36,165,825.09**	**33,568,711.25**	**31,096,920.18**	**28,743,797.79**	**26,503,032.87**	**24,368,639.31**	**22,982,454.16**	**21,011,686.08**	**19,132,735.95**	**17,340,676.84**	**15,630,834.94**	**13,998,776.32**	**12,440,294.53**
CAPEX (investitie initiala)	LEI fara TVA	-	(300,070,453.46)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost augmentare baterie	LEI fara TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90,021,136.04)	-	-	-	-	-	-	-
FLUX DE NUMERAR NET (fara ajutor)	**LEI fara TVA**	**-**	**(300,070,453.46)**	**51,290,582.84**	**47,953,670.67**	**44,781,188.63**	**41,764,465.46**	**38,895,277.44**	**36,165,825.09**	**33,568,711.25**	**31,096,920.18**	**28,743,797.79**	**26,503,032.87**	**(65,652,496.73)**	**22,982,454.16**	**21,011,686.08**	**19,132,735.95**	**17,340,676.84**	**15,630,834.94**	**13,998,776.32**	**12,440,294.53**
Factor de actualizare 1/(1+r)^t	-	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21
Flux de numerar net ACTUALIZAT	LEI fara TVA	-	**(257,262,048.57)**	**40,716,118.32**	**35,247,379.49**	**30,477,324.52**	**26,318,697.62**	**22,695,020.81**	**19,539,269.98**	**16,792,713.13**	**14,403,890.93**	**12,327,722.19**	**10,524,719.00**	**(24,140,286.80)**	**7,824,630.28**	**6,623,759.75**	**5,584,663.24**	**4,686,646.55**	**3,911,601.27**	**3,243,685.35**	**2,669,042.89**
Flux de numerar actualizat CUMULAT	LEI fara TVA	-	(257,262,048.57)	(216,545,930.25)	(181,298,550.76)	(150,821,226.24)	(124,502,528.62)	(101,807,507.81)	(82,268,237.83)	(65,475,524.70)	(51,071,633.78)	(38,743,911.59)	(28,219,192.59)	(52,359,479.39)	(44,534,849.11)	(37,911,089.37)	(32,326,426.12)	(27,639,779.58)	(23,728,178.31)	(20,484,492.95)	(17,815,450.06)

Indicatori financiari — scenariul FACTUAL (fara ajutor)	
VAN financiara (VNAFC), fara ajutor	**(20,779,940.95)**
RIR financiara (RIRFC), fara ajutor	**6.52%**

Flux de numerar — Scenariul A FACTUAL (cu ajutor de stat)

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri arbitraj energie	LEI fara TVA	-	-	27,841,196.25	25,920,153.71	24,121,612.43	22,438,124.90	20,862,682.08	19,388,688.24	18,009,937.08	16,720,589.31	15,515,151.48	14,388,455.95	13,335,642.10	15,044,271.25	13,991,172.26	13,005,772.49	12,083,934.77	11,221,766.39	10,415,605.01	9,662,005.36
Venituri servicii de sistem	LEI fara TVA	-	-	58,921,054.50	55,975,001.78	53,176,251.69	50,517,439.10	47,991,567.15	45,591,988.79	43,312,389.35	41,146,769.88	39,089,431.39	37,134,959.82	35,278,211.83	33,514,301.24	31,838,586.17	30,246,656.87	28,734,324.02	27,297,607.82	25,932,727.43	24,636,091.06
VENITURI TOTALE	LEI fara TVA	-	-	**86,762,250.75**	**81,895,155.48**	**77,297,864.12**	**72,955,564.00**	**68,854,249.23**	**64,980,677.03**	**61,322,326.43**	**57,867,359.19**	**54,604,582.86**	**51,523,415.77**	**48,613,853.93**	**48,558,572.48**	**45,829,758.43**	**43,252,429.36**	**40,818,258.79**	**38,519,374.21**	**36,348,332.44**	**34,298,096.42**
OPEX total (fara augmentare)	LEI fara TVA	-	-	(19,535,789.73)	(19,373,272.31)	(19,232,313.85)	(19,111,917.56)	(19,011,143.72)	(18,929,106.62)	(18,864,971.74)	(18,817,952.93)	(18,787,309.92)	(18,772,345.83)	(18,772,404.87)	(18,975,319.46)	(18,994,188.53)	(19,026,809.84)	(19,072,647.77)	(19,131,199.16)	(19,201,991.65)	(19,284,582.02)
EBITDA	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**67,226,461.02**	**62,521,883.17**	**58,065,550.26**	**53,843,646.44**	**49,843,105.52**	**46,051,570.41**	**42,457,354.69**	**39,049,406.26**	**35,817,272.94**	**32,751,069.94**	**29,841,449.06**	**29,583,253.03**	**26,835,569.90**	**24,225,619.51**	**21,745,611.03**	**19,388,175.05**	**17,146,340.80**	**15,013,514.40**
CAPEX (investitie initiala)	LEI fara TVA		(395,953,887.56)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost augmentare baterie	LEI fara TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(118,786,166.27)	-	-	-	-	-	-	-
Valoarea ajutorului de stat	**LEI fara TVA**	**-**	**39,910,872.18**																		
FLUX DE NUMERAR NET (cu ajutor)	**LEI fara TVA**	**-**	**(356,043,015.37)**	**67,226,461.02**	**62,521,883.17**	**58,065,550.26**	**53,843,646.44**	**49,843,105.52**	**46,051,570.41**	**42,457,354.69**	**39,049,406.26**	**35,817,272.94**	**32,751,069.94**	**(88,944,717.20)**	**29,583,253.03**	**26,835,569.90**	**24,225,619.51**	**21,745,611.03**	**19,388,175.05**	**17,146,340.80**	**15,013,514.40**
Factor de actualizare 1/(1+r)^t	-	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21
Flux de numerar net ACTUALIZAT	LEI fara TVA	-	**(305,249,498.78)**	**53,366,532.21**	**45,955,450.59**	**39,518,437.84**	**33,930,630.59**	**29,082,973.34**	**24,880,230.57**	**21,239,247.83**	**18,087,430.69**	**15,361,414.43**	**13,005,900.49**	**(32,704,787.93)**	**10,071,945.13**	**8,459,690.81**	**7,071,227.41**	**5,877,163.49**	**4,851,871.98**	**3,973,014.02**	**3,221,122.60**
Flux de numerar actualizat CUMULAT	LEI fara TVA	-	(305,249,498.78)	(251,882,966.57)	(205,927,515.98)	(166,409,078.15)	(132,478,447.56)	(103,395,474.22)	(78,515,243.65)	(57,275,995.82)	(39,188,565.12)	(23,827,150.69)	(10,821,250.20)	(43,526,038.13)	(33,454,093.00)	(24,994,402.19)	(17,923,174.78)	(12,046,011.29)	(7,194,139.31)	(3,221,125.29)	(2.69)

Indicatori financiari — scenariul FACTUAL (cu ajutor)	
VAN financiara (VNAFK), cu ajutor	**-**
RIR financiara (RIRFK), cu ajutor	**8.00%**

Flux de numerar — Scenariul B FACTUAL (cu ajutor de stat)

An	UM	An 1 - Implementare	An 2 - Implementare	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Venituri arbitraj energie	LEI fara TVA	-	-	7,200,427.50	6,703,598.00	6,238,450.39	5,803,058.54	5,395,609.75	5,014,398.19	4,657,818.76	4,324,361.28	4,012,605.00	3,721,213.45	3,448,929.54	3,890,823.64	3,618,465.98	3,363,617.03	3,125,206.81	2,902,228.58	2,693,735.14	2,498,835.48
Venituri servicii de sistem	LEI fara TVA	-	-	58,921,054.50	55,975,001.78	53,176,251.69	50,517,439.10	47,991,567.15	45,591,988.79	43,312,389.35	41,146,769.88	39,089,431.39	37,134,959.82	35,278,211.83	33,514,301.24	31,838,586.17	30,246,656.87	28,734,324.02	27,297,607.82	25,932,727.43	24,636,091.06
VENITURI TOTALE	LEI fara TVA	-	-	**66,121,482.00**	**62,678,599.78**	**59,414,702.07**	**56,320,497.64**	**53,387,176.89**	**50,606,386.98**	**47,970,208.11**	**45,471,131.16**	**43,102,036.39**	**40,856,173.27**	**38,727,141.37**	**37,405,124.87**	**35,457,052.16**	**33,610,273.90**	**31,859,530.84**	**30,199,836.40**	**28,626,462.57**	**27,134,926.54**
OPEX total (fara augmentare)	LEI fara TVA	-	-	(14,830,899.16)	(14,724,929.11)	(14,633,513.45)	(14,556,032.17)	(14,491,899.45)	(14,440,561.89)	(14,401,496.86)	(14,374,210.98)	(14,358,238.60)	(14,353,140.39)	(14,358,502.06)	(14,422,670.71)	(14,445,366.07)	(14,477,537.95)	(14,518,853.99)	(14,569,001.46)	(14,627,686.26)	(14,694,632.01)
EBITDA	**LEI fara TVA**	**-**	**-**	**51,290,582.84**	**47,953,670.67**	**44,781,188.63**	**41,764,465.46**	**38,895,277.44**	**36,165,825.09**	**33,568,711.25**	**31,096,920.18**	**28,743,797.79**	**26,503,032.87**	**24,368,639.31**	**22,982,454.16**	**21,011,686.08**	**19,132,735.95**	**17,340,676.84**	**15,630,834.94**	**13,998,776.32**	**12,440,294.53**
CAPEX (investitie initiala)	LEI fara TVA	-	(300,070,453.46)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost augmentare baterie	LEI fara TVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90,021,136.04)	-	-	-	-	-	-	-
Valoarea ajutorului de stat	**LEI fara TVA**	**-**	**19,955,763.47**																		
FLUX DE NUMERAR NET (cu ajutor)	**LEI fara TVA**	**-**	**(280,114,689.99)**	**51,290,582.84**	**47,953,670.67**	**44,781,188.63**	**41,764,465.46**	**38,895,277.44**	**36,165,825.09**	**33,568,711.25**	**31,096,920.18**	**28,743,797.79**	**26,503,032.87**	**(65,652,496.73)**	**22,982,454.16**	**21,011,686.08**	**19,132,735.95**	**17,340,676.84**	**15,630,834.94**	**13,998,776.32**	**12,440,294.53**
Factor de actualizare 1/(1+r)^t	-	0.93	0.86	0.79	0.74	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21
Flux de numerar net ACTUALIZAT	LEI fara TVA	-	**(240,153,197.86)**	**40,716,118.32**	**35,247,379.49**	**30,477,324.52**	**26,318,697.62**	**22,695,020.81**	**19,539,269.98**	**16,792,713.13**	**14,403,890.93**	**12,327,722.19**	**10,524,719.00**	**(24,140,286.80)**	**7,824,630.28**	**6,623,759.75**	**5,584,663.24**	**4,686,646.55**	**3,911,601.27**	**3,243,685.35**	**2,669,042.89**
Flux de numerar actualizat CUMULAT	LEI fara TVA	-	(240,153,197.86)	(199,437,079.54)	(164,189,700.05)	(133,712,375.52)	(107,393,677.90)	(84,698,657.10)	(65,159,387.12)	(48,366,673.99)	(33,962,783.06)	(21,635,060.88)	(11,110,341.88)	(35,250,628.68)	(27,425,998.40)	(20,802,238.65)	(15,217,575.41)	(10,530,928.86)	(6,619,327.60)	(3,375,642.24)	(706,599.35)

Indicatori financiari — scenariul FACTUAL (cu ajutor)	
VAN financiara (VNAFK), cu ajutor	**(824,177.48)**
RIR financiara (RIRFK), cu ajutor	**7.94%**

Analiză Economică

Scenariul A

Date de intrare

Cantitate CO2 evitată anual:	130,544.28	tone / an
Cost social CO2 (euro):	80.00	euro / tona CO2
Cost social CO2 (lei):	419.47	lei / tone CO2
Rata de actualizare socială	5.60%	
Valoarea investiției fără TVA	395,953,888	lei
Facilitarea socotitelor din domeniul energetic	0.00	

Scenariul B

Date de intrare

Cantitate CO2 evitată anual:	65,273.21	tone / an
Cost social CO2 (euro):	80.00	euro / tona CO2
Cost social CO2 (lei):	419.47	lei / tone CO2
Rata de actualizare socială	5.60%	
	300,070,453	lei

Scenariul A	IMPLEMENTARE		OPERARE																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cost CO2 emisi din combustibili fosili	0.00	0.00	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44	54,759,668.44
Facilitarea socotitelor din domeniul energetic	0.00	0.00	19,535,789.73	19,373,272.31	19,232,313.85	19,111,917.56	19,011,143.72	18,929,106.62	18,864,971.74	18,817,852.93	18,787,309.92	18,772,545.83	18,772,494.87	18,975,319.46	18,994,188.93	19,026,809.84	19,072,647.77	19,131,199.16	20,201,991.65	19,264,582.02
Aasezmantarea bateriei													118,786,166.27							
CAPEX fără TVA1	**0.00**	**-395,953,887.56**																		
Flux de numerar neactualizat	**0.00**	**-395,953,887.56**	**74,295,458.17**	**74,132,940.75**	**73,991,982.29**	**73,871,586.00**	**73,770,812.15**	**73,688,775.06**	**73,624,640.17**	**73,577,521.37**	**73,546,978.36**	**73,532,014.26**	**192,318,239.57**	**73,734,987.89**	**73,753,856.97**	**73,786,478.28**	**73,832,316.21**	**73,890,867.60**	**73,961,660.08**	**74,044,250.45**
Flux de numerar actualizat	**0.00**	**-359,141,848.12**	**64,179,210.16**	**60,989,353.82**	**57,974,654.23**	**55,124,114.85**	**52,427,538.91**	**49,875,463.50**	**47,459,099.51**	**45,170,276.92**	**43,001,395.02**	**40,945,376.98**	**101,990,468.56**	**37,241,179.40**	**35,476,866.25**	**33,802,435.87**	**32,212,795.00**	**30,702,181.69**	**29,269,140.41**	**27,906,499.26**
Flux de numerar cumulat actualizat	**0.00**	**-359,141,848.12**	**-294,962,637.96**	**-233,973,284.14**	**-175,998,629.91**	**-120,874,515.06**	**-68,446,976.16**	**-18,571,512.66**	**28,887,586.85**	**74,057,863.77**	**117,059,258.79**	**158,004,635.77**	**259,995,104.33**	**297,236,283.73**	**332,713,149.98**	**366,515,585.85**	**398,728,380.85**	**429,431,562.54**	**458,700,702.96**	**486,607,202.22**
VANE	**486,607,202.22**	lei																		
RIRE	**18.66%**	%																		
Raportul Beneficii / Costuri	**2.14**																			

Scenariul B	IMPLEMENTARE		OPERARE																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cost CO2 emisi din combustibili fosili	0.00	0.00	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40	27,380,283.40
Facilitarea socotitelor din domeniul energetic	0.00	0.00	14,830,899.16	14,724,929.11	14,633,513.45	14,556,032.17	14,491,899.45	14,440,561.89	14,401,496.86	14,374,210.98	14,358,536.60	14,353,140.39	14,358,502.96	14,422,670.71	14,445,566.07	14,477,537.95	14,518,853.99	14,569,081.46	14,627,686.26	14,694,632.01
Aasezmantarea bateriei													90,021,136.04							
CAPEX fără TVA1	**0.00**	**-300,070,452.46**																		
Flux de numerar neactualizat	**0.00**	**-300,070,452.46**	**42,211,182.56**	**42,105,212.51**	**42,013,796.85**	**41,936,315.57**	**41,872,182.85**	**41,820,845.29**	**41,781,780.26**	**41,754,494.38**	**41,738,822.00**	**41,733,423.79**	**131,759,921.49**	**41,802,954.11**	**41,825,849.47**	**41,857,821.25**	**41,899,137.39**	**41,949,284.86**	**42,007,969.66**	**42,074,915.41**
Flux de numerar actualizat	**0.00**	**-272,172,746.90**	**36,463,686.57**	**34,640,062.53**	**32,918,909.18**	**31,293,524.26**	**29,757,778.61**	**28,305,994.24**	**26,932,988.09**	**25,633,637.50**	**24,403,649.37**	**23,238,731.96**	**69,875,899.53**	**21,113,322.46**	**20,118,852.53**	**19,175,550.25**	**18,280,494.86**	**17,430,794.31**	**16,623,988.06**	**15,857,593.11**
Flux de numerar cumulat actualizat	**0.00**	**-272,172,746.90**	**-235,709,140.33**	**-201,069,077.80**	**-168,150,168.62**	**-136,856,644.36**	**-107,098,865.75**	**-78,792,871.51**	**-51,859,963.31**	**-26,226,325.82**	**-1,822,676.45**	**21,416,055.51**	**91,291,155.04**	**112,404,487.50**	**132,523,340.03**	**151,698,890.28**	**169,979,385.14**	**187,410,179.45**	**204,034,119.51**	**219,891,712.62**
VANE	**219,891,712.62**	lei																		
RIRE	**13.56%**	%																		
Raportul Beneficii / Costuri	**1.64**																			

Deviz General Scenariul A

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare totala (cu TVA)	
		Lei	Euro	Lei	Lei	Euro
1	2	3	4	7	8	9
CAPITOL 1						
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1	Obtinerea terenului	882,443.25	168,296.00	185,313.08	1,067,756.33	203,638.16
1.2	Amenajarea terenului	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		**934,877.25**	**178,296.00**	**196,324.22**	**1,131,201.47**	**215,738.16**
CAPITOL 2						
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
TOTAL CAPITOL 2		**38,849,156.66**	**7,678,053.00**	**8,158,322.90**	**47,007,479.56**	**8,965,076.01**
CAPITOL 3						
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica						
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	136,328.40	26,000.00	28,628.96	164,957.36	31,460.00
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	5,243.40	1,000.00	1,101.11	6,344.51	1,210.00
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	78,651.00	15,000.00	16,516.71	95,167.71	18,150.00
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	31,460.40	6,000.00	6,606.68	38,067.08	7,260.00
3.7	Consultanta	41,685.03	7,950.00	8,753.85	50,438.88	9,619.50
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	25,954.83	4,950.00	5,450.51	31,405.34	5,989.50
3.7.2	Auditul financiar	15,730.20	3,000.00	3,303.34	19,033.54	3,630.00
3.8	Asistenta tehnica	78,651.00	15,000.00	16,516.72	95,167.72	18,150.00
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	26,217.00	5,000.00	5,505.58	31,722.58	6,050.00
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	13,108.50	2,500.00	2,752.79	15,861.29	3,025.00
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de cate Inspectoratul de Stat in Constructii	13,108.50	2,500.00	2,752.79	15,861.29	3,025.00
3.8.2	Dirigentie de santier	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate — conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 3		**340,558.83**	**64,950.00**	**71,517.35**	**412,076.18**	**78,589.50**
CAPITOL 4						
Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1	Constructii si instalatii	5,243,400.00	1,000,000.00	1,101,114.00	6,344,514.00	1,210,000.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	12,846,330.00	2,450,000.00	2,697,729.30	15,544,059.30	2,964,500.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	331,146,927.00	63,155,000.00	69,540,854.67	400,687,781.67	76,417,550.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		**349,236,657.00**	**66,605,000.00**	**73,339,697.97**	**422,576,354.97**	**80,592,050.00**
CAPITOL 5						
5.1	Organizare de santier	117,976.50	22,500.00	24,775.07	142,751.57	27,225.00
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	78,651.00	15,000.00	16,516.71	95,167.71	18,150.00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii santierului	39,325.50	7,500.00	8,258.36	47,583.86	9,075.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	5,714,208.24	1,089,790.64	0.00	5,714,208.24	1,089,790.64

5.2.1	*Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare*	*4,456,890.00*	*850,000.00*	*0.00*	*4,456,890.00*	*850,000.00*
5.2.2	*Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii*	*292,399.59*	*55,765.27*	*0.00*	*292,399.59*	*55,765.27*
5.2.3	*Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii*	*58,479.92*	*11,153.05*	*0.00*	*58,479.92*	*11,153.05*
5.2.4	*Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5% din suma lucrărilor de C+M, fără TVA)*	*292,399.59*	*55,765.27*	*0.00*	*292,399.59*	*55,765.27*
5.2.5	*Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare*	*614,039.14*	*117,107.06*	*0.00*	*614,039.14*	*117,107.06*
5.3	*Cheltuieli diverse si neprevazute*	*584,799.18*	*111,530.53*	*122,807.83*	*707,607.01*	*134,951.94*
5.4	*Cheltuieli pentru informare si publicitate*	*18,351.90*	*3,500.00*	*3,853.90*	*22,205.80*	*4,235.00*
TOTAL CAPITOL 5		***6,435,335.82***	***1,227,321.17***	***151,436.80***	***6,586,772.62***	***1,256,202.58***
CAPITOL 6						
6.1	*Pregatirea personalului de exploatare*	*26,217.00*	*5,000.00*	*5,505.57*	*31,722.57*	*6,050.00*
6.2	*Probe tehnologice si teste*	*131,085.00*	*25,000.00*	*27,527.85*	*158,612.85*	*30,250.00*
TOTAL CAPITOL 6		***157,302.00***	***30,000.00***	***33,033.42***	***190,335.42***	***36,300.00***
CAPITOL 7 *Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*						
7.1	*Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
7.2	*Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 7		***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***
TOTAL Proiect Scenariu A		***395,953,887.56***	***75,783,620.17***	***81,950,332.66***	***477,904,220.22***	***91,143,956.25***
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		***57,069,971.66***	***11,153,053.00***	***11,984,694.05***	***69,054,665.71***	***13,169,826.01***

Valoarea proiectului - scenariul A (LEI)	
Total cheltuieli eligibile	331,369,771.50
Total cheltuieli neeligibile	146,534,448.72
din care TVA	81,950,332.66
Total valoare proiect (inclusiv TVA)	477,904,220.22

	Valoare (fara TVA)		***TVA***	***Valoare totala (cu TVA)***	
	Lei	***Euro***	***Lei***	***Lei***	***Euro***
TOTAL Scenariul A	395,953,887.56	75,783,620.17	81,950,332.66	477,904,220.22	91,143,956.25
TOTAL Constructii+Montaj	57,069,971.66	11,153,053.00	11,984,694.05	69,054,665.71	13,169,826.01

Deviz General Scenariul B

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare totala (cu TVA)	
		Lei	Euro	Lei	Lei	Euro
1	2	3	4	7	8	9
CAPITOL 1						
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1	Obtinerea terenului	882,443.25	168,296.00	185,313.08	1,067,756.33	203,638.16
1.2	Amenajarea terenului	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		**934,877.25**	**178,296.00**	**196,324.22**	**1,131,201.47**	**215,738.16**
CAPITOL 2						
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
TOTAL CAPITOL 2		**38,849,156.66**	**7,678,053.00**	**8,158,322.90**	**47,007,479.56**	**8,965,076.01**
CAPITOL 3						
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica						
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	136,328.40	26,000.00	28,628.96	164,957.36	31,460.00
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	5,243.40	1,000.00	1,101.11	6,344.51	1,210.00
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	78,651.00	15,000.00	16,516.71	95,167.71	18,150.00
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.7	Consultanta	41,685.03	7,950.00	8,753.86	50,438.89	9,619.50
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	25,954.83	4,950.00	5,450.51	31,405.34	5,989.50
3.7.2	Auditul financiar	15,730.20	3,000.00	3,303.34	19,033.54	3,630.00
3.8	Asistenta tehnica	86,516.10	16,500.00	18,168.38	104,684.48	19,965.00
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	34,082.10	6,500.00	7,157.24	41,239.34	7,865.00
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	20,973.60	4,000.00	4,404.46	25,378.06	4,840.00
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de cate Inspectoratul de Stat in Constructii	13,108.50	2,500.00	2,752.79	15,861.29	3,025.00
3.8.2	Dirigentie de santier	52,434.00	10,000.00	11,011.14	63,445.14	12,100.00
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate — conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 3		**369,397.53**	**70,450.00**	**77,573.48**	**446,971.01**	**85,244.50**
CAPITOL 4						
Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1	Constructii si instalatii	18,089,730.00	3,450,000.00	3,798,843.30	21,888,573.30	4,174,500.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	10,486,800.00	2,000,000.00	2,202,228.00	12,689,028.00	2,420,000.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	225,466,200.00	43,000,000.00	47,347,902.00	272,814,102.00	52,030,000.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		**254,042,730.00**	**48,450,000.00**	**53,348,973.30**	**307,391,703.30**	**58,624,500.00**
CAPITOL 5						
Alte cheltuieli						
5.1	Organizare de santier	117,976.50	22,500.00	24,775.07	142,751.57	27,225.00
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	78,651.00	15,000.00	16,516.71	95,167.71	18,150.00

5.1.2	*Cheltuieli conexe organizarii santierului*	*39,325.50*	*7,500.00*	*8,258.36*	*47,583.86*	*9,075.00*
5.2	*Comisioane, cote, taxe, costul creditului*	*4,890,994.44*	*932,790.64*	*0.00*	*4,890,994.44*	*932,790.64*
5.2.1	*Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare*	*3,408,210.00*	*650,000.00*	*0.00*	*3,408,210.00*	*650,000.00*
5.2.2	*Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii*	*344,833.59*	*65,765.27*	*0.00*	*344,833.59*	*65,765.27*
5.2.3	*Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii*	*68,966.72*	*13,153.05*	*0.00*	*68,966.72*	*13,153.05*
5.2.4	*Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5% din suma lucrărilor de C+M, fără TVA)*	*344,833.59*	*65,765.27*	*0.00*	*344,833.59*	*65,765.27*
5.2.5	*Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare*	*724,150.54*	*138,107.06*	*0.00*	*724,150.54*	*138,107.06*
5.3	*Cheltuieli diverse si neprevazute*	*689,667.18*	*131,530.53*	*144,830.11*	*834,497.29*	*159,151.94*
5.4	*Cheltuieli pentru informare si publicitate*	*18,351.90*	*3,500.00*	*3,853.90*	*22,205.80*	*4,235.00*
TOTAL CAPITOL 5		***5,716,990.02***	***1,090,321.17***	***173,459.07***	***5,890,449.09***	***1,123,402.58***
CAPITOL 6 *Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste*						
6.1	*Pregatirea personalului de exploatare*	*26,217.00*	*5,000.00*	*5,505.57*	*31,722.57*	*6,050.00*
6.2	*Probe tehnologice si teste*	*131,085.00*	*25,000.00*	*27,527.85*	*158,612.85*	*30,250.00*
TOTAL CAPITOL 6		***157,302.00***	***30,000.00***	***33,033.42***	***190,335.42***	***36,300.00***
CAPITOL 7 *Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*						
7.1	*Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
7.2	*Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*	*0.00*
TOTAL CAPITOL 7		***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***	***0.00***
TOTAL Proiect Scenariu B		***300,070,453.46***	***57,497,120.17***	***61,987,686.39***	***362,058,139.85***	***69,050,261.25***
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		***67,556,771.66***	***13,153,053.00***	***14,186,922.05***	***81,743,693.71***	***15,589,826.01***

Valoarea proiectului - scenariul A (LEI)	
Total cheltuieli eligibile	225,689,044.50
Total cheltuieli neeligibile	136,369,095.35
din care TVA	61,987,686.39
Total valoare proiect (inclusiv TVA)	362,058,139.85

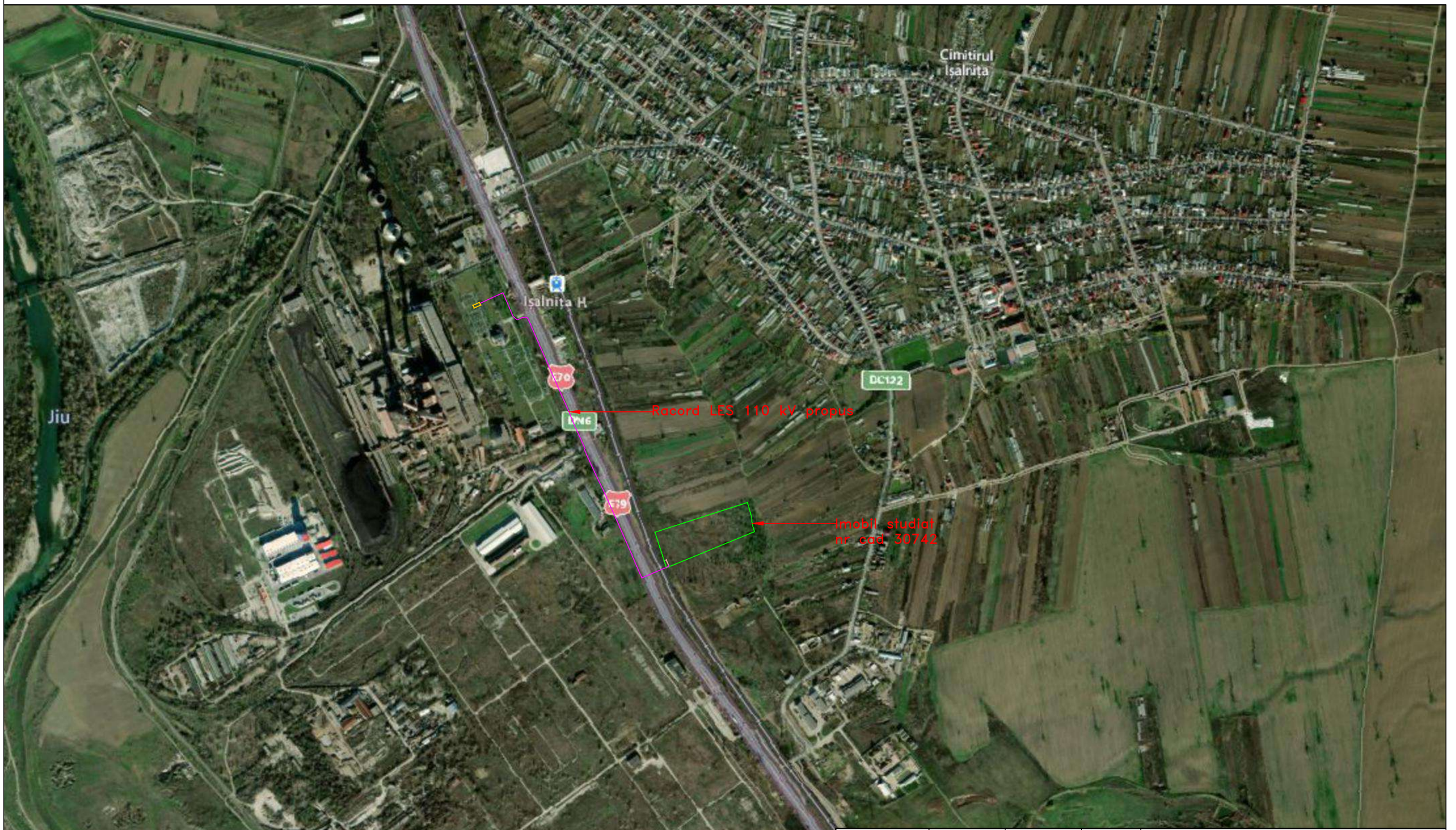
	Valoare (fara TVA)		***TVA***	***Valoare totala (cu TVA)***	
	Lei	***Euro***	***Lei***	***Lei***	***Euro***
TOTAL Scenariul B	300,070,453.46	57,497,120.17	61,987,686.39	362,058,139.85	69,050,261.25
TOTAL Constructii+Montaj	67,556,771.66	13,153,053.00	14,186,922.05	81,743,693.71	15,589,826.01

Deviz Obiect - Capacitate stocare - Scenariul A

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare eligibila (fara TVA)		TVA	Valoare totala (cu TVA)	
		Lei	Euro	Lei	Lei	Euro
1	2	3	4	7	8	9
CAPITOL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1	Constructii si instalatii	5,243,400.00	1,000,000.00	1,101,114.00	6,344,514.00	1,210,000.00
4.1.1	Structura beton amplasare containere	1,573,020.00	300,000.00	330,334.20	1,903,354.20	363,000.00
4.1.2	Structura PCS	1,048,680.00	200,000.00	220,222.80	1,268,902.80	242,000.00
4.1.3	Lucrari conectica + materiale aferente (tablouri, cabluri si accesorii)	2,621,700.00	500,000.00	550,557.00	3,172,257.00	605,000.00
TOTAL I - SUBCAP. 4.1		**5,243,400.00**	**1,000,000.00**	**1,101,114.00**	**6,344,514.00**	**1,210,000.00**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	12,846,330.00	2,450,000.00	2,697,729.30	15,544,059.30	2,964,500.00
TOTAL II - SUBCAP. 4.2		**12,846,330.00**	**2,450,000.00**	**2,697,729.30**	**15,544,059.30**	**2,964,500.00**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	331,146,927.00	63,155,000.00	69,540,854.67	400,687,781.67	76,417,550.00
4.3.1	Capacitate de stocare (baterii)	298,032,234.30	56,839,500.00	62,586,769.20	360,619,003.50	68,775,795.00
4.3.2	PCS	33,114,692.70	6,315,500.00	6,954,085.47	40,068,778.17	7,641,755.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - SUBCAP. 4.3+4.4+4.5+4.6		**331,146,927.00**	**63,155,000.00**	**69,540,854.67**	**400,687,781.67**	**76,417,550.00**
TOTAL DEVIZ PE OBIECT Stocare		**349,236,657.00**	**66,605,000.00**	**73,339,697.97**	**422,576,354.97**	**80,592,050.00**

Deviz Obiect - Capacitate stocare - Scenariul B

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare eligibila (fara TVA)		TVA	Valoare totala (cu TVA)	
		Lei	Euro	Lei	Lei	Euro
1	2	3	4	7	8	9
CAPITOL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1	Constructii si instalatii	18,089,730.00	3,450,000.00	3,798,843.30	21,888,573.30	4,174,500.00
4.1.1	Structura beton amplasare containere	5,426,919.00	1,035,000.00	1,139,652.99	6,566,571.99	1,252,350.00
4.1.2	Structura PCS	3,617,946.00	690,000.00	759,768.66	4,377,714.66	834,900.00
4.1.3	Lucrari conectica + materiale aferente (tablouri, cabluri si accesorii)	9,044,865.00	1,725,000.00	1,899,421.65	10,944,286.65	2,087,250.00
TOTAL I - SUBCAP. 4.1		**18,089,730.00**	**3,450,000.00**	**3,798,843.30**	**21,888,573.30**	**4,174,500.00**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	10,486,800.00	2,000,000.00	2,202,228.00	12,689,028.00	2,420,000.00
TOTAL II - SUBCAP. 4.2		**10,486,800.00**	**2,000,000.00**	**2,202,228.00**	**12,689,028.00**	**2,420,000.00**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	225,466,200.00	43,000,000.00	47,347,902.00	272,814,102.00	52,030,000.00
4.3.1	Capacitate de stocare (baterii)	202,919,580.00	38,700,000.00	42,613,111.80	245,532,691.80	46,827,000.00
4.3.2	PCS	22,546,620.00	4,300,000.00	4,734,790.20	27,281,410.20	5,203,000.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - SUBCAP. 4.3+4.4+4.5+4.6		**225,466,200.00**	**43,000,000.00**	**47,347,902.00**	**272,814,102.00**	**52,030,000.00**
TOTAL DEVIZ PE OBIECT Stocare		**254,042,730.00**	**48,450,000.00**	**53,348,973.30**	**307,391,703.30**	**58,624,500.00**



VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: **jud. Dolj, com. Işsalnița extravilan, CF 30742** — Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE** — Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:10.000**	
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir			
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data:	**Specialitate:** Arhitectura — Plansa nr: **A 01**
DESENAT	arh. Dragos Panfir		**10.2025**	**Titlu planșă:** Plan de încadrare în zonă

PLAN DE SITUATIE TOPOGRAFIC
Extravilan
jud. Dolj, Isalnita, CF 30742
Scara 1:500

N

Coordonate Stereo 70 CF30742
Amplasament

Nr. pct	X(m)	Y(m)
1	398878.202	321411.351
2	398879.282	321399.770
3	398882.141	321385.353
4	398885.000	321375.038
5	398886.705	321370.004
6	398648.469	321272.524
7	398617.677	321368.705
8	398640.952	321376.167
9	398770.214	321417.609
10	398867.899	321448.927

Stalp nou propus pentru deviere LEA 20 kV
Container pentru depozitare si administrativ
Parcare auto
Propunere deviere prin LES pentru LEA 20 kV - Craiova Breasta
Propunere dezafectare completa
Propunere dezafectare completa
Acces pietonal si carosabil propus
Zona de acces si stationare
Cladire statie de transformare
Incinta statie de transformare
Conducta Isvarna Zona de protectie 10 m
10.00m
7.00m
10.00
2.00m
33032
35586
14.57m
1.73m
Sondaj 2 Hgensup=-2.25 m de la CTN
Limite culoar de protectie LEA 110 kV 37 m - 2 x 18.5 m
Punct de conexiuni alimentare de rezerva anvelopa prefabricata beton
Stalp nou propus pentru deviere LEA 20 kV
2.00
zona de protectie R - 20 m din ax
30742
33033
Conducta Isvarna beton precomprimat D1000
20.00 m
20.00m
De318
35313
20.00 m.
75.00 m
Sondaj 1 Hgensup=-1.7 m de la CTN
4390
SUB-PARCEL-1
SUB-PARCEL-2
SUB-PARCEL-3
Organizare de santier
Drum plan de pietruire
Drum plan de pietruire (Comuna Isalnita)

Legendă:

- limita imobil studiat
- limita imobile vecine
- imprejmuire propusa
- LES 110 kV
- LES medie tensiune deviere LEA
- LES medie tensiune in aferent instalatiei de stocare
- Cablu comunicatii aferent instalatiei de stocare
- Acces auto și pietonal din exteriorul amplasamentului
- Acces auto și pietonal din in interiorul statiei de transformare
- Statie de conversie
- Container stocare energie
- Stâlp iluminat
- Spațiu verde înierbat
- Spațiu verde natural
- Zona alocata organizarii de șantier pe perioada executiei
- Drumuri interioare
- Drumuri interioare betonate
- Drum acces secundar din De 318
- Conducta de apa beton precomprimat
- Zona de protectie a conductei de apa beton precomprimat
- Conducta de apa noua Isvarna
- Zona de protectie a conductei de apa noua Isvarna
- Ax LEA 110 kV si fibra optica Orange
- Zona de protectie a LEA 110 kV
- LEA 20 kV aprobata pentru deviere conform studiu eliberare amplasament si Aviz CTE DEO
- limită zonă de siguranță CFR

#	Denumire	Suprafață (mp)	Procent din suprafață (%)
1	Platforme de amplasare containere de stocare si statii de conversie, posturi de transformare si alte anvelope containerizate	2.736,8	11,60%
2	Locuri de parcare amenajate in incinta	50,0	0,21%
3	Clădire statie de transformare	164,7	0,70%
4	Containere exterioare administrative si depozitare	30,0	0,13%
5	Platforme statie exterioară de transformare și alte platforme pentru echipamente	450,0	1,91%
6	Organizare de santier	535,0	2,27%
7	Drumuri de incintă pietruite, betonate, alei pietonale si auto	5.080,0	21,53%
8	Spatii verzi naturale intre echipamentele de stocare si statie	7.000,0	29,66%
9	Spațiu neamenajat ramas in exteriorul imprejmuirii	6.113,6	25,90%
10	Spațiu verde inierbat	1.440,0	6,10%
Total		**23.600**	**100%**
Din care suprafețe ocupate cu clădiri și platforme echipamente		**3.381**	**14,33%**

Spatii verzi
Prin proiect se asigura spatii verzi minim 20%, conform HG 525/1996 pentru aprobarea Regulamentului general de urbanism.

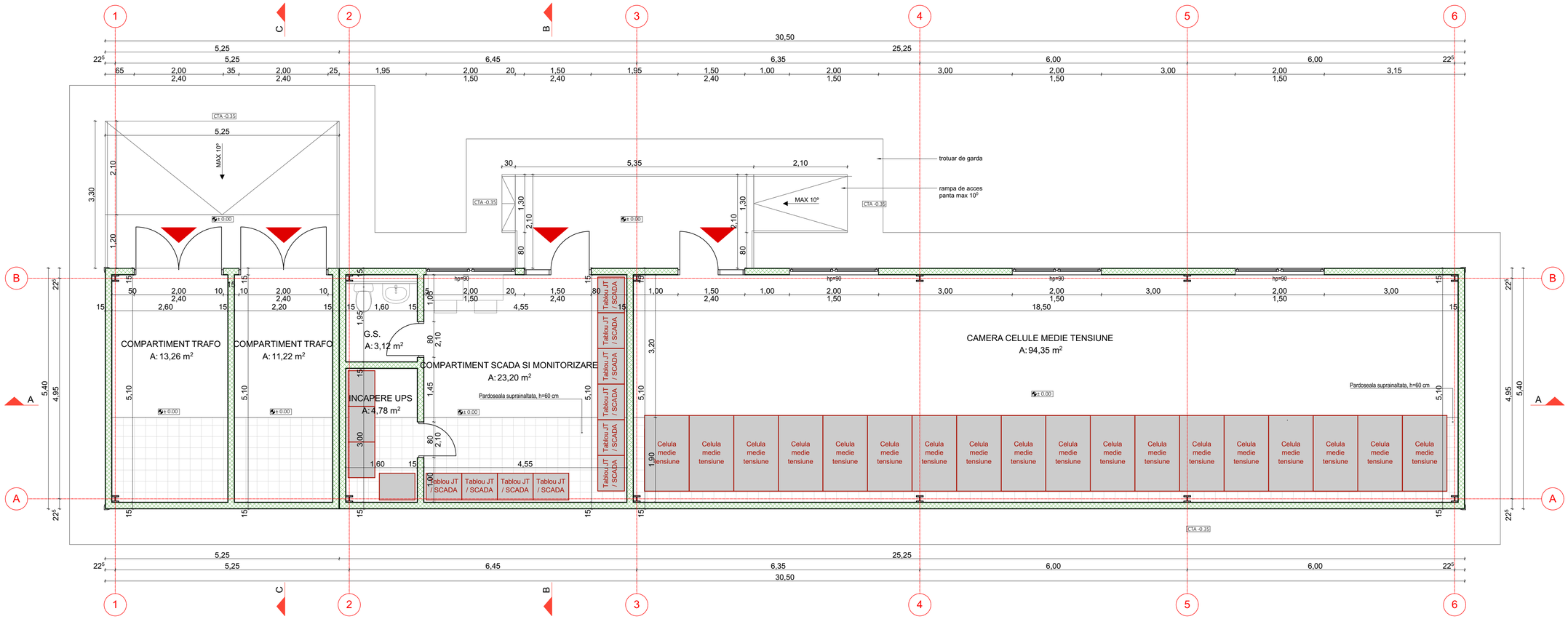
Nota 1
La faza PT+DDE, în urma unei analize tehnico-economice, configurația și parametrii echipamentelor pot suferi modificări și adaptări față de cele descrise, în limita condițiilor impuse de avize și autorizația de construire.

Nota 2
Având in vedere ca amplasamentul obiectivului de investitie se afla in extravilan, pe un teren nereglementat din punct de vedere urbanistic, pentru investitia propusa nu se analizează încadrarea în limitele coeficienților de ocupare si utilizare a terenului.

Lungime totala imprejmuire exterioara: 555 m

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)
RISC MIC DE INCENDIU (conform P118/99)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** J12/5932/2019, CUI RO40600061 Telescoputul 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:074282602			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, com. Ipsalnita extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** Jan'ski#269, CUI RO25187462 Infiniti Tower, Tabitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti e-mail: office@aovproiectare.ro			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:500**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A 02**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Plan de situație si retele subterane	



CLADIRE STATIE DE TRANSFORMARE
Suprafata construita = 164.70 mp
Suprafata desfasurata = 164.70 mp
Suprafata utila = 149.93 mp
Regim de inaltime = Parter
Inaltime la cornisa = 3.66 m
Inaltime maxima constructie = 4.20 m

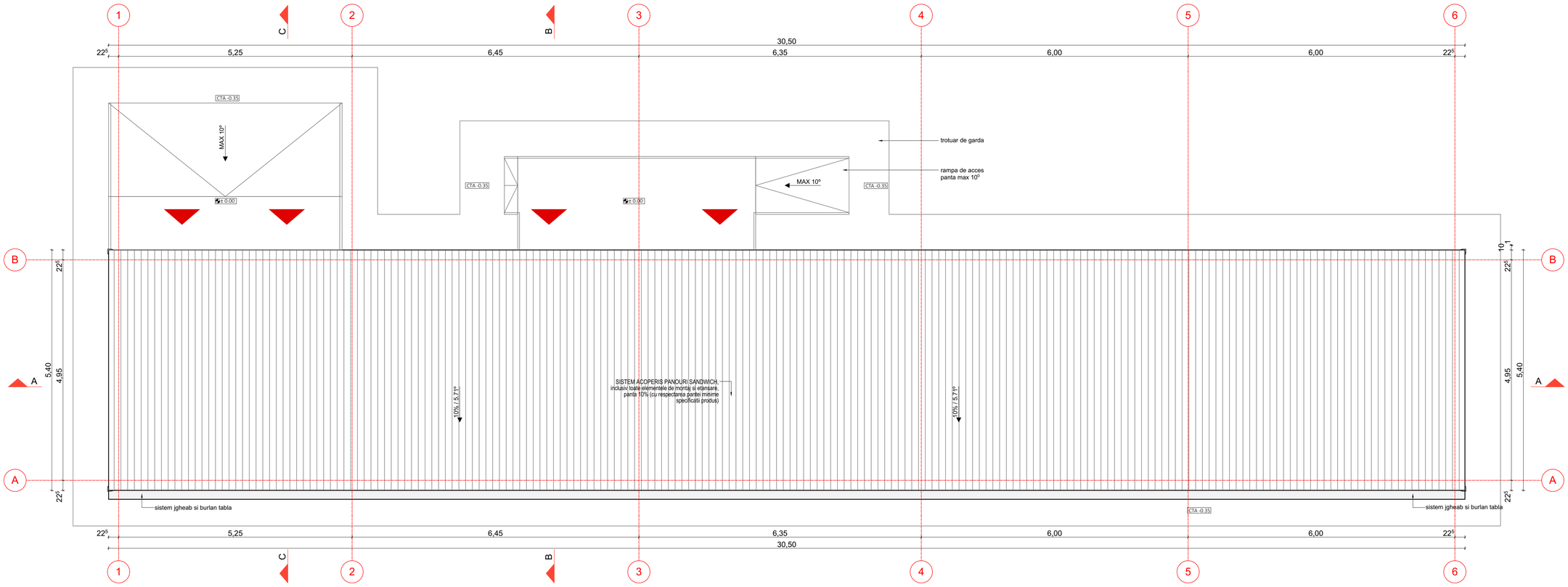
Anvelopa si finisajele exterioare:
· Inchideri exterioare (pereti si acoperis) realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);
· Soclu beton armat (culoare gri), prevazut cu profil metalic de separare (lacrimar);
· Ferestre realizate din tamplarie exterioara termoizolanta, cu profile din metal (culoare gri);
· Usa de acces realizata din tamplarie exterioara termoizolanta, din panouri pline (culoare gri inchis);

Compartimentari interioare:
· Inchiderile interioare realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);

Note:
La faza PT+DDE, în urma unei analize tehnico-economice, configuraţia şi parametrii echipamentelor pot suferi modificări şi adaptări faţă de cele descrise, în limita condiţiilor impuse de avize şi autorizaţia de construire.

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/5902/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel.0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742 — Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J40/16289/2008, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tabitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE** — Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**	
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir			
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu plansă:** Plan parter cladire statie de transformare — Plansa nr: **A03**



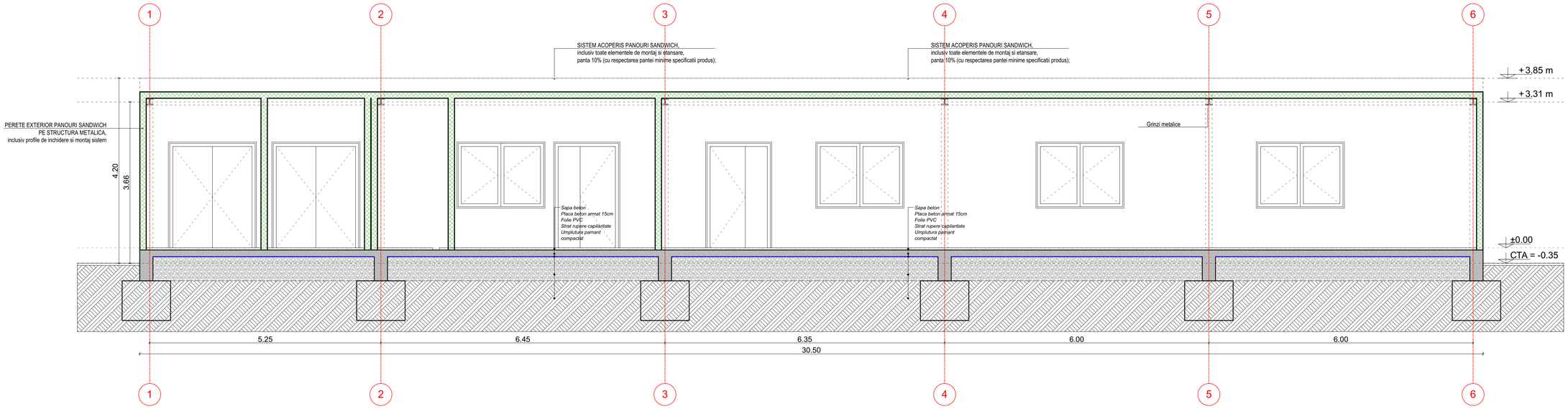
Anvelopa si finisajele exterioare:
· Inchideri exterioare (pereti si acoperis) realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);
· Soclu beton armat (culoare gri), prevazut cu profil metalic de separare (lacrimar);
· Ferestre realizate din tamplarie exterioara termoizolanta, cu profile din metal (culoare gri);
· Usa de acces realizata din tamplarie exterioara termoizolanta, din panouri pline (culoare gri inchis);

Compartimentari interioare:
· Inchiderile interioare realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);

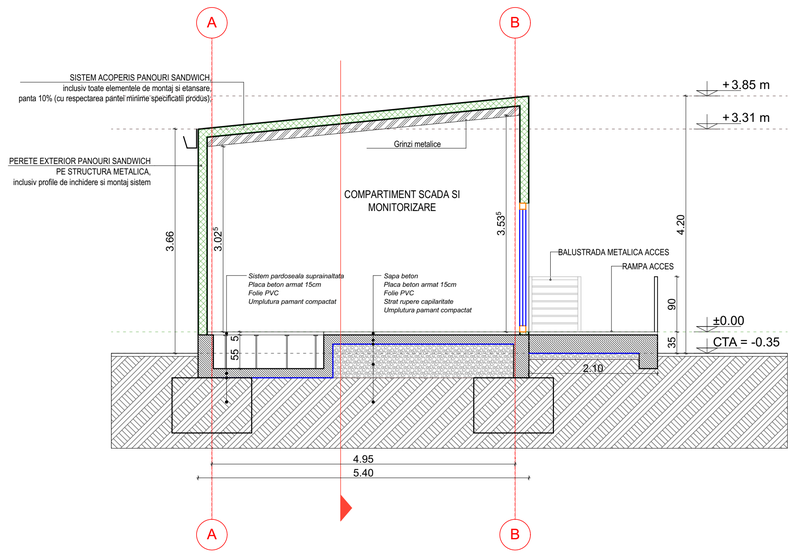
Note:
La faza PT+DDE, în urma unei analize tehnico-economice, configuratia și parametrii echipamentelor pot suferi modificări și adaptări față de cele descrise, în limita condițiilor impuse de avize și autorizația de construire.

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

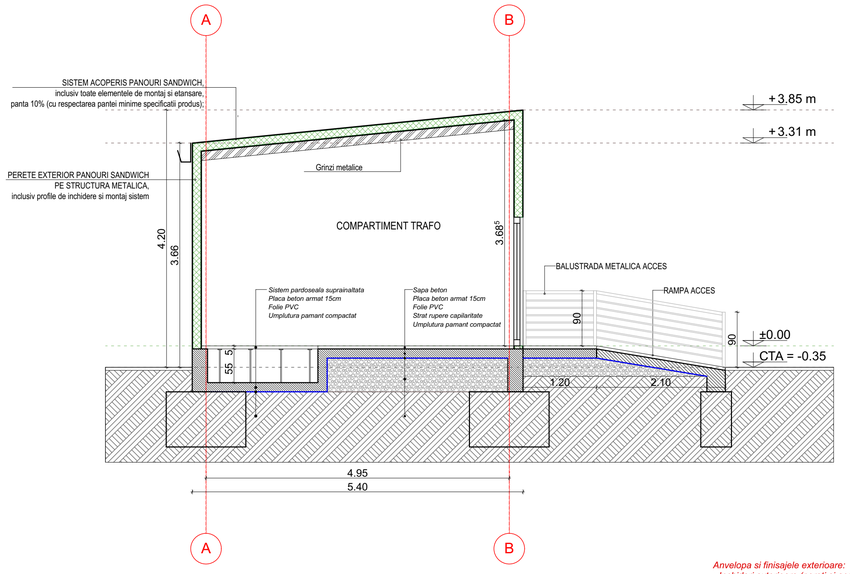
VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/5922/2019, CUI RO40650061** **Telescoapului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742 — Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infiniti Tower, Tabilet 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE** — Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**	
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir			
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura — Plansa nr: **A04**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Plan invelitoare cladire statie de transformare



SECTIUNE LONGITUDINALA A-A



SECTIUNE TRANSVERSALA B-B



SECTIUNE TRANSVERSALA C-C

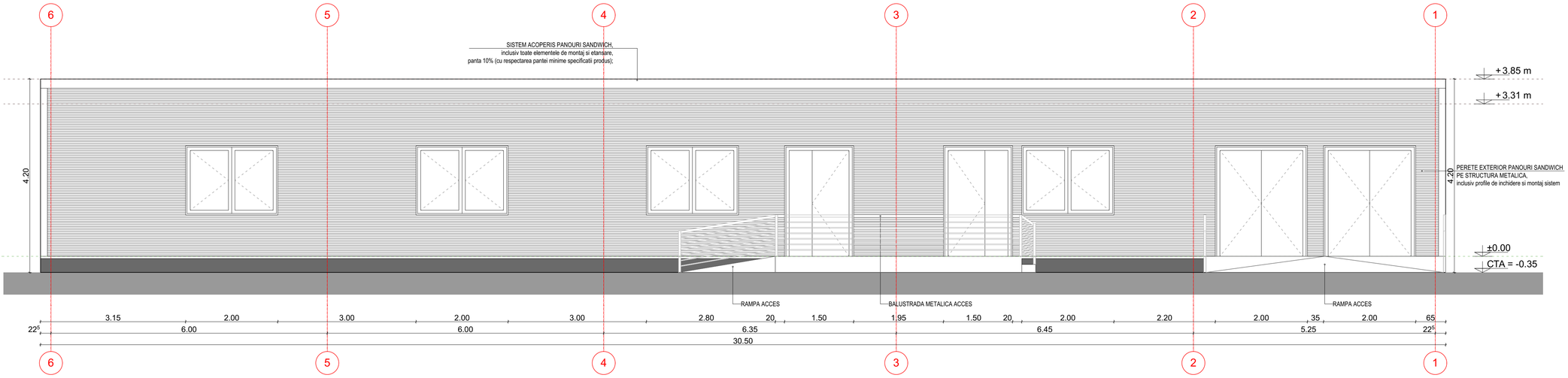
Anvelopa si finisajele exterioare:
· Inchideri exterioare (pereti si acoperis) realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);
· Soclu beton armat (culoare gri), prevazut cu profil metalic de separare (lacrimar);
· Ferestre realizate din tamplarie exterioara termoizolanta, cu profile din metal (culoare gri);
· Usa de acces realizata din tamplarie exterioara termoizolanta, din panouri pline (culoare gri inchis);

Compartimentari interioare:
· Inchiderile interioare realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);

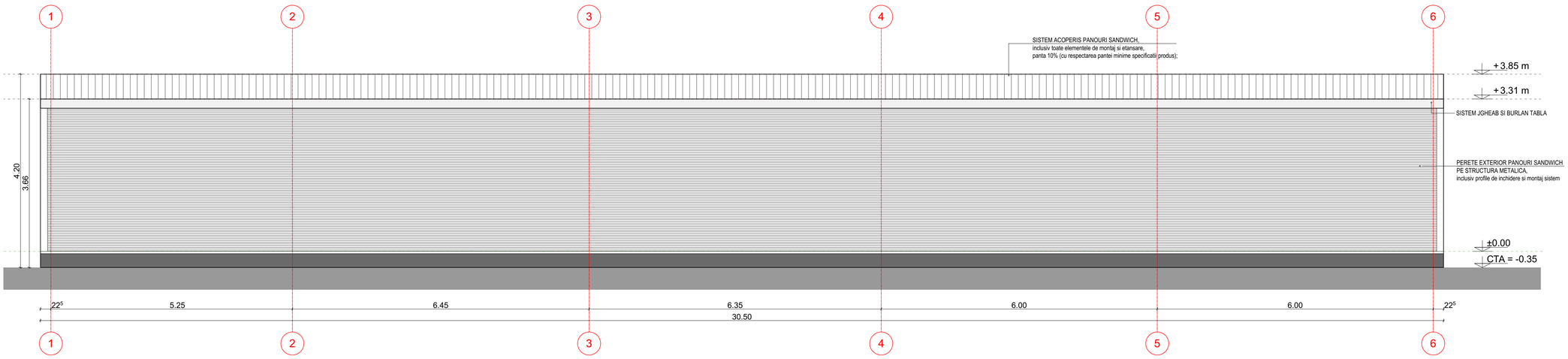
Note:
La faza PT+DDE, în urma unei analize tehnico-economice, configuratia și parametrii echipamentelor pot suferi modificări și adaptări față de cele descrise, în limita condițiilor impuse de avize și autorizația de construire.

CLASA DE IMPORTANTA IV.
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

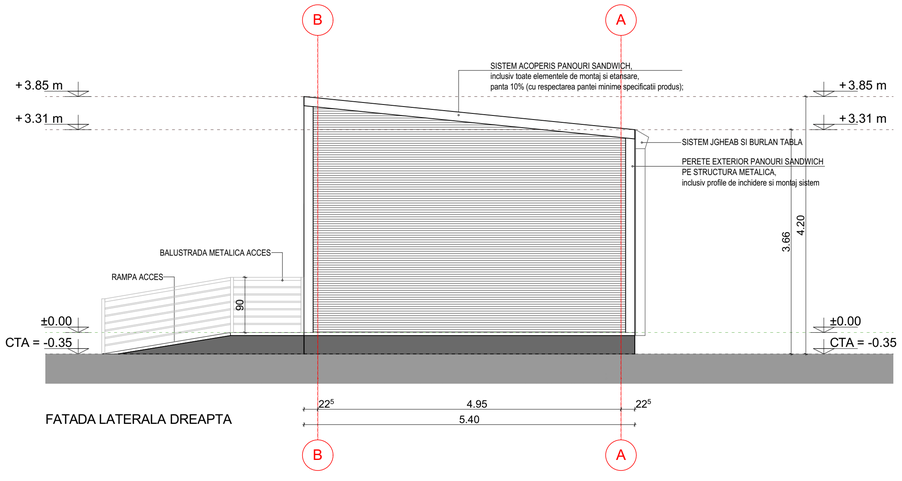
VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel.0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infiniti Tower, Tabifitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A05**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu plansă:** Sectiuni A-A, B-B si C-C - cladire statie de transformare	



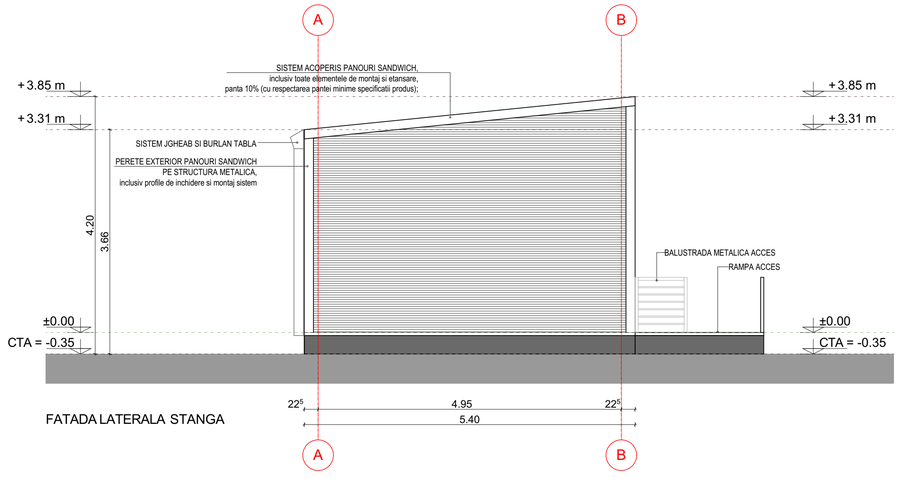
FATADA PRINCIPALA



FATADA SECUNDARA



FATADA LATERALA DREAPTA



FATADA LATERALA STANGA

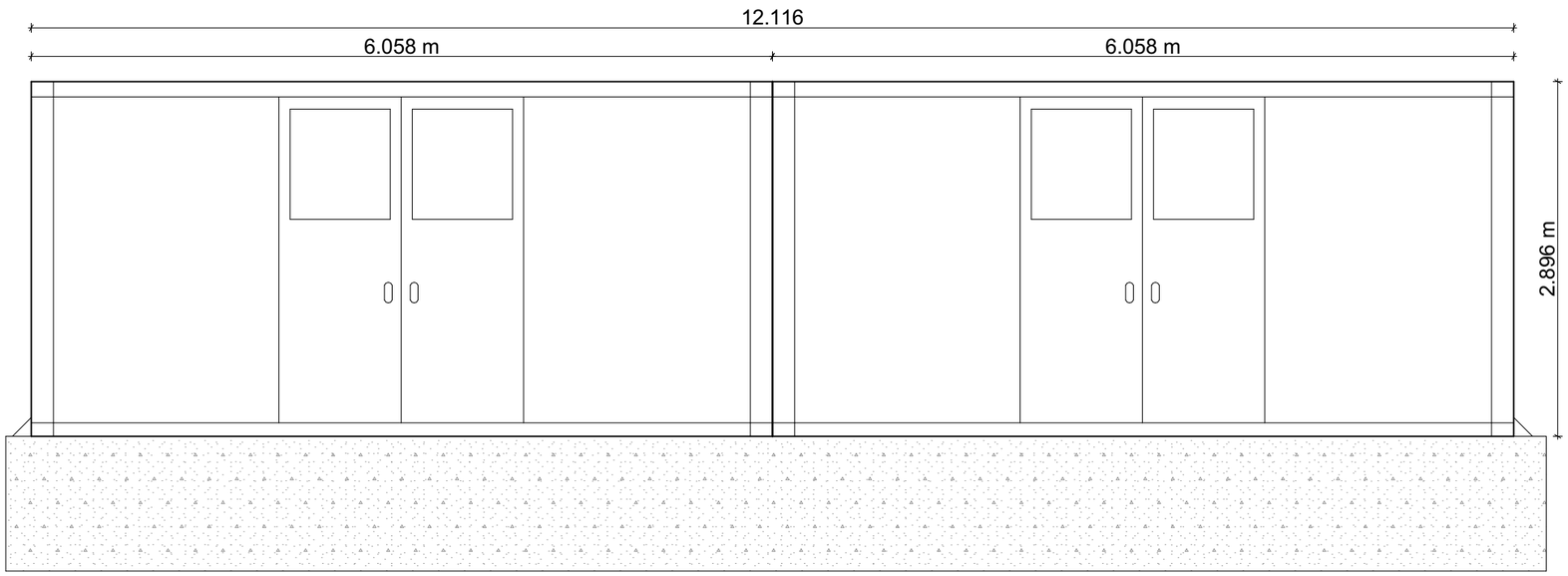
Anvelopa si finisajele exterioare:
· Inchideri exterioare (pereti si acoperis) realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);
· Soclu beton armat (culoare gri), prevazut cu profil metalic de separare (lacrimar);
· Ferestre realizate din tamplarie exterioara termoizolanta, cu profile din metal (culoare gri);
· Usa de acces realizata din tamplarie exterioara termoizolanta, din panouri pline (culoare gri inchis);

Compartimentari interioare:
· Inchiderile interioare realizate din SISTEM PANOURI SANDWICH, inclusiv profile de inchidere si montaj sistem, 150 mm grosime, (culoare gri);

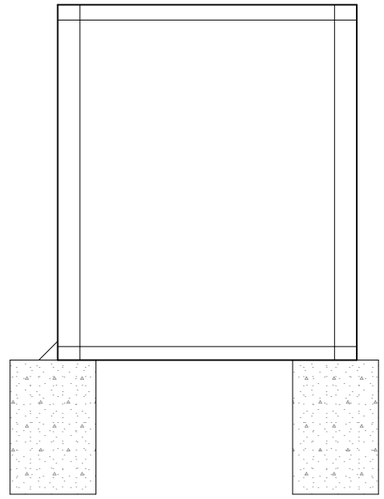
Note:
La faza PT+DDE, in urma unei analize tehnico-economice, configuratia si parametrii echipamentelor pot suferi modificari si adaptari fata de cele descrise, in limita conditiilor impuse de avize si autorizatia de construire.

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel.0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infiniti Tower, Tabilet 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATESTOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A06**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu plansă:** Fatade cladire statie de transformare	

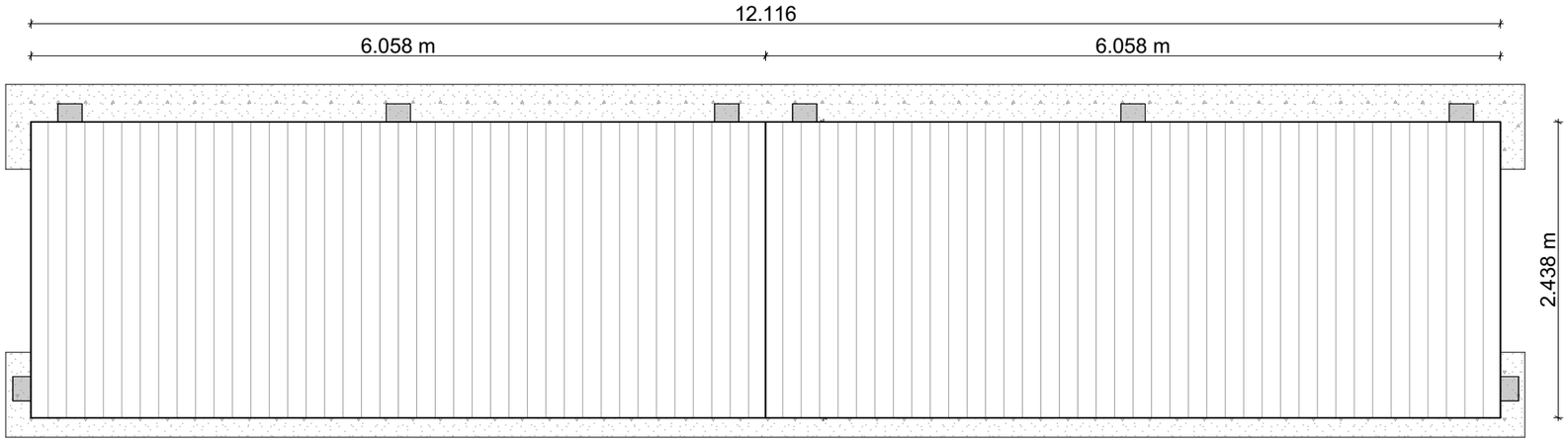


VEDERE FRONTALA

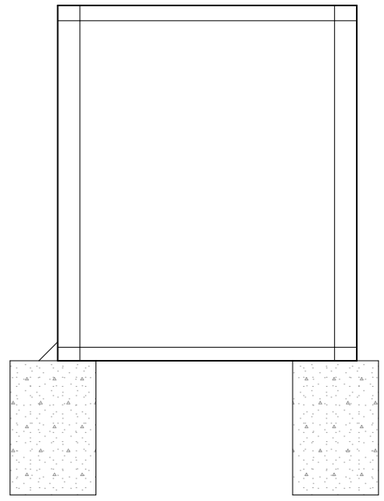


VEDERE LATERALA

Dimensiunile fundatiilor se vor prelua din proiectul de rezistenta!



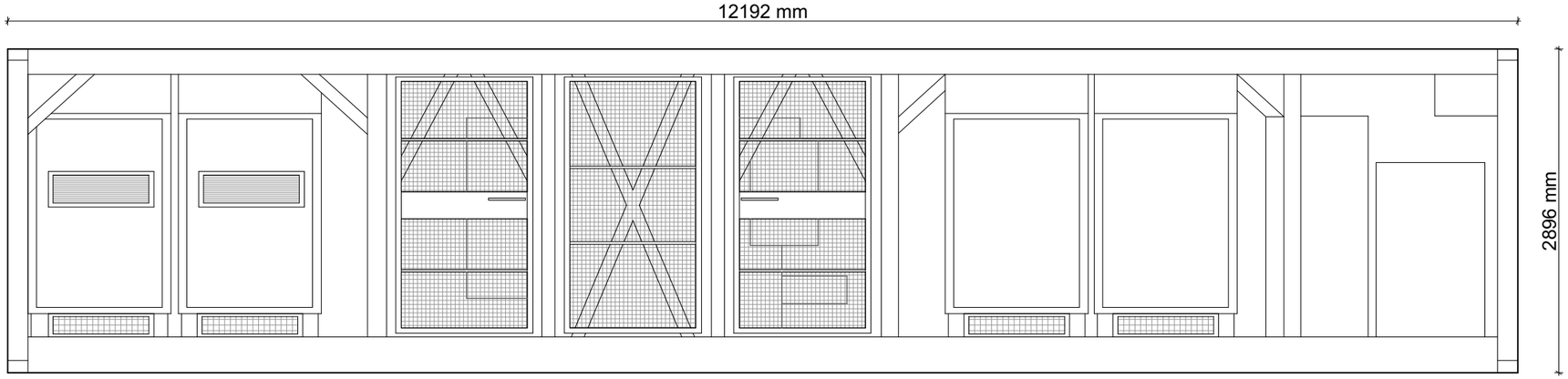
PLAN



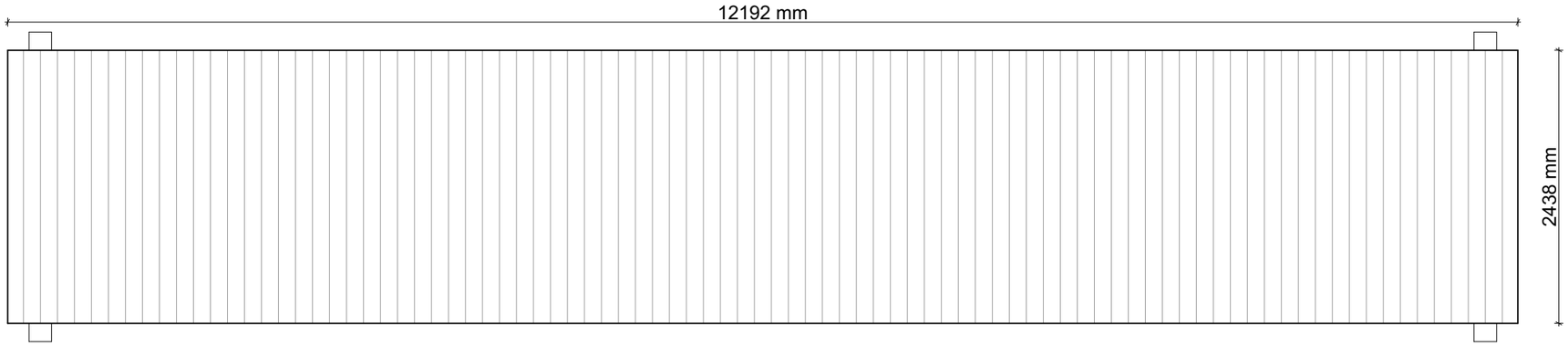
VEDERE LATERALA

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A07**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Container depozitare exterior	



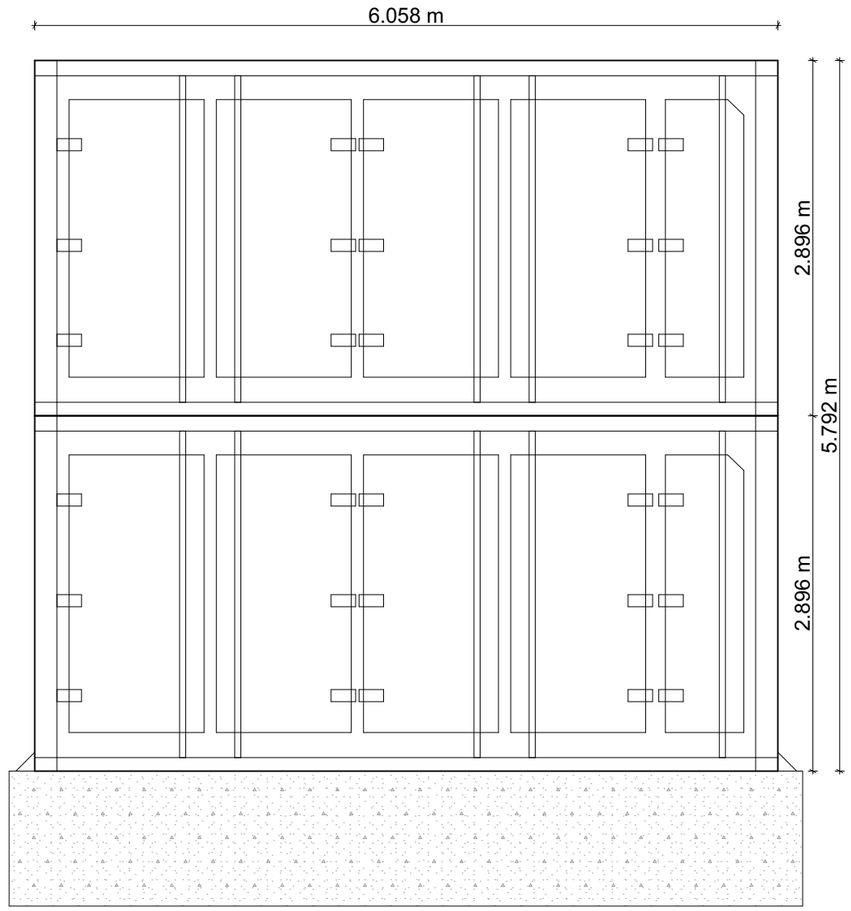
VEDERE FRONTALA



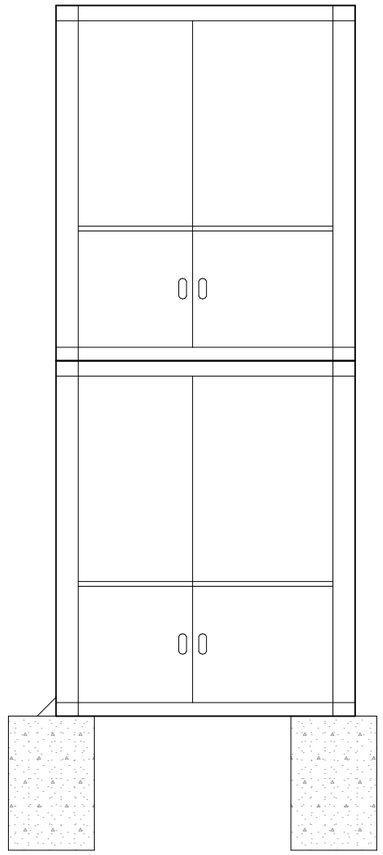
PLAN

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

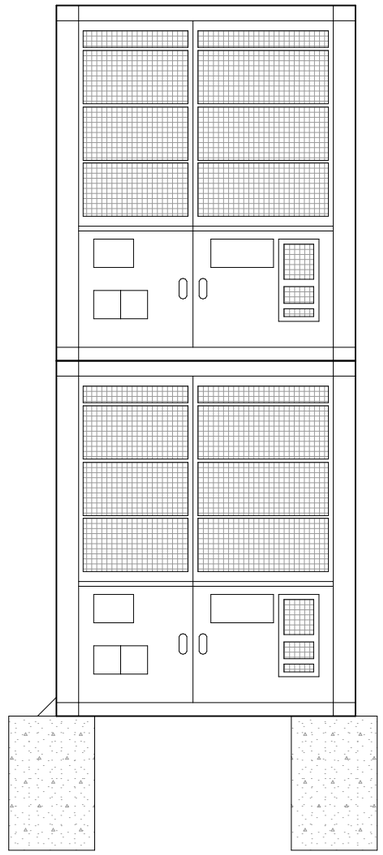
VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A08**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Statie de conversie	



VEDERE FRONTALA

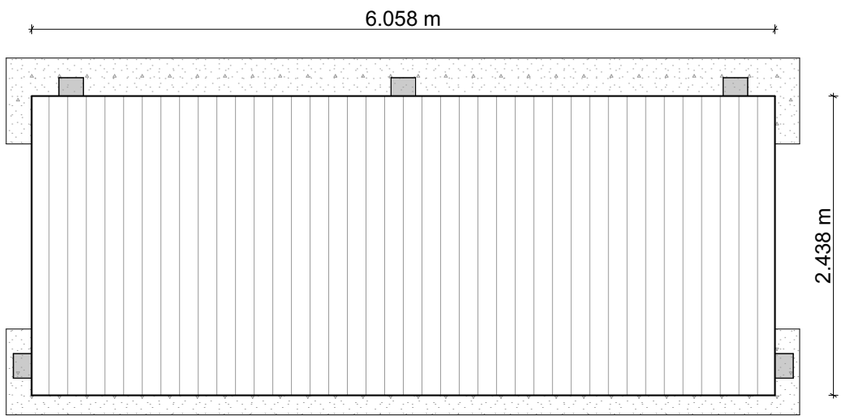


VEDERE LATERALA



VEDERE LATERALA

Dimensiunile fundatiilor se vor prelua din proiectul de rezistenta

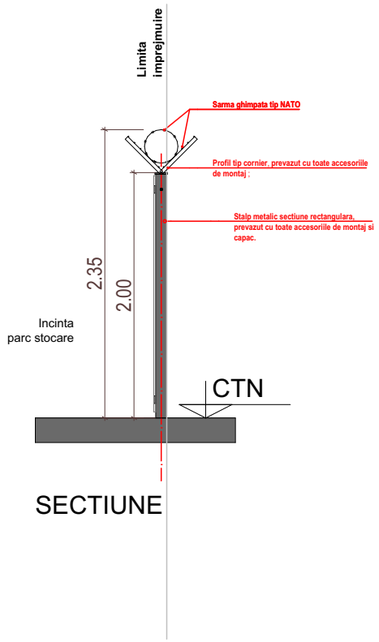


PLAN

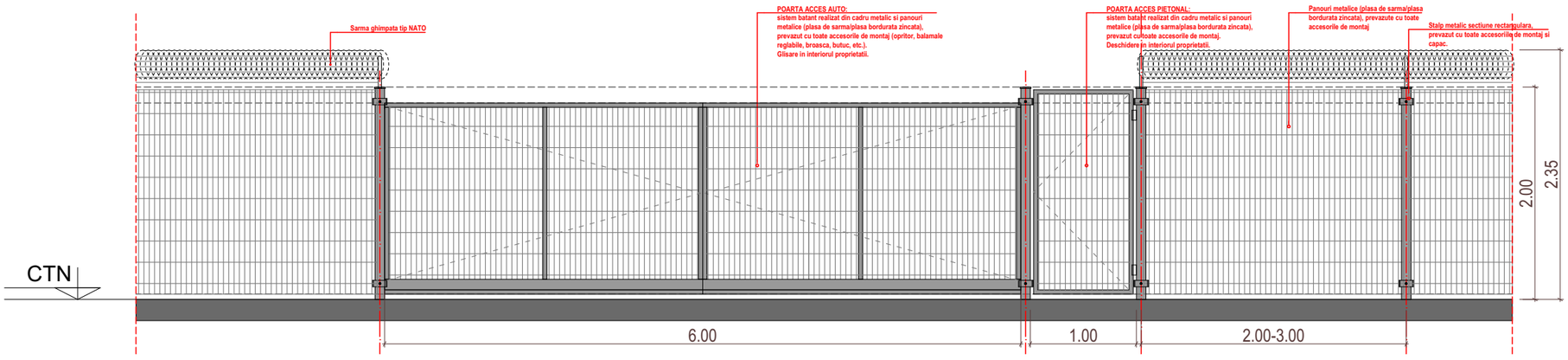
CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A09**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Container stocare energie	

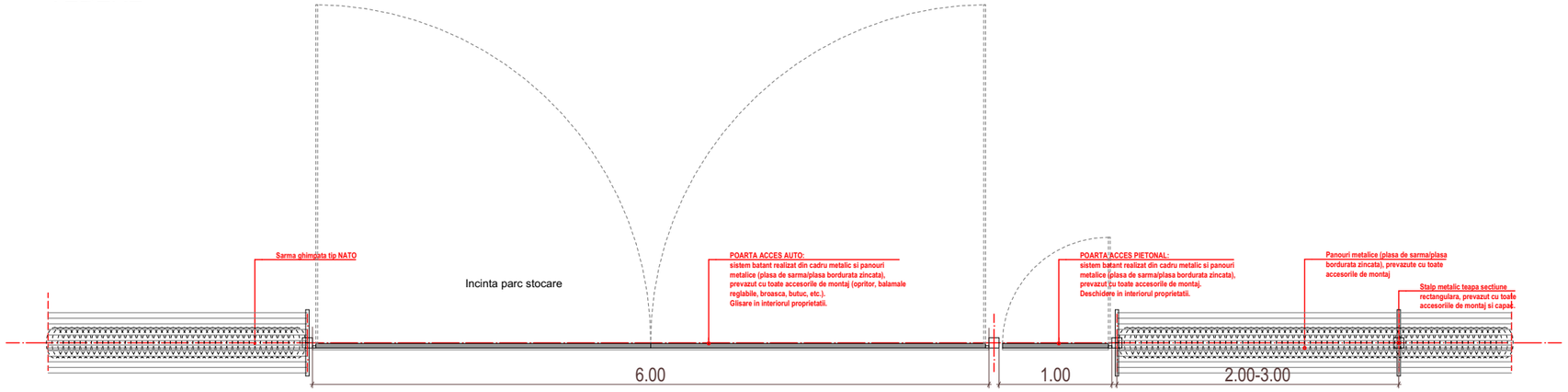
Imprejmuire exterioara Est



SECTIUNE



VEDERE

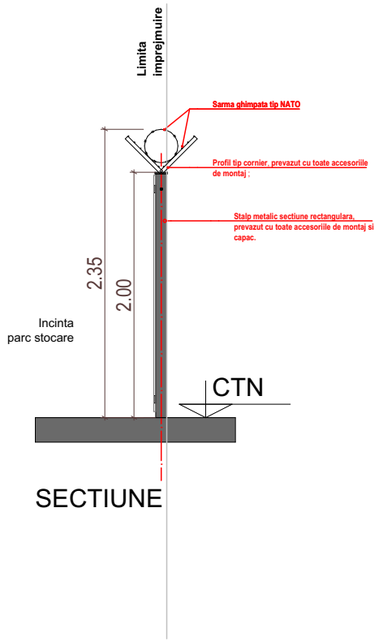


PLAN

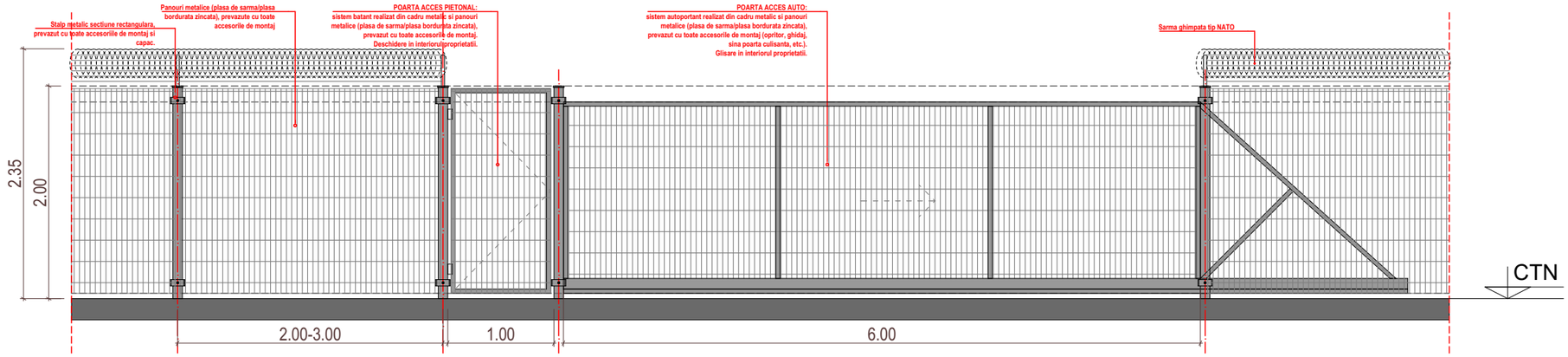
CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A10**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Imprejmuire exterioara Est	

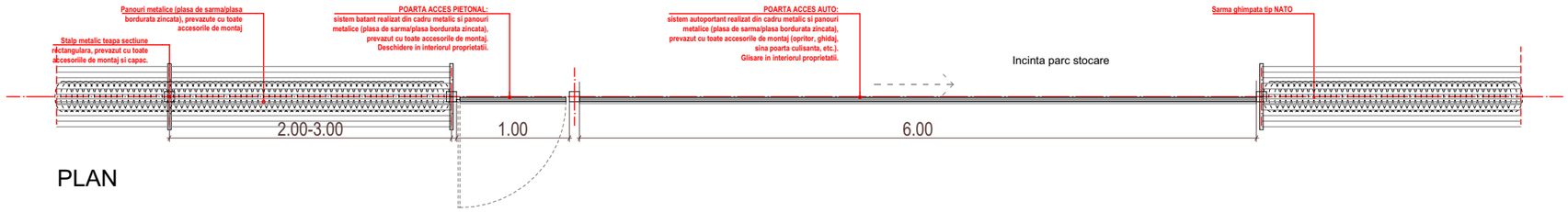
Imprejmuire exterioara Vest



SECTIUNE



VEDERE

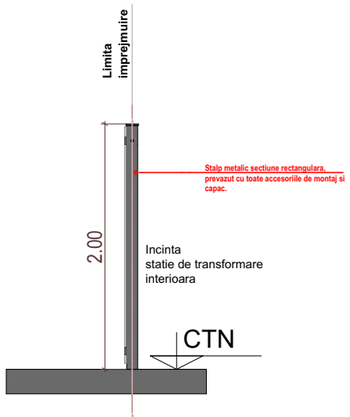


PLAN

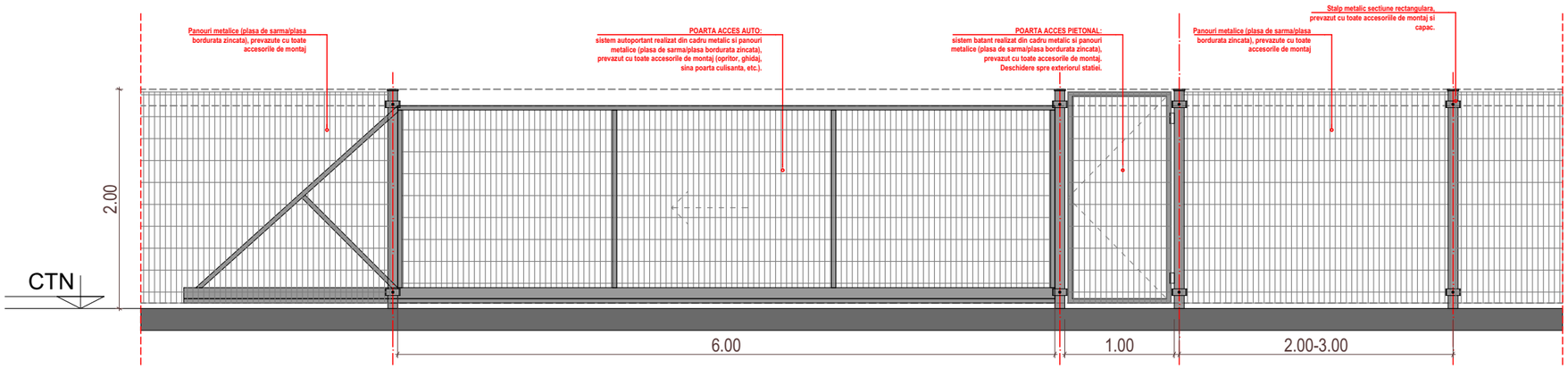
CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A11**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Imprejmuire exterioara Vest	

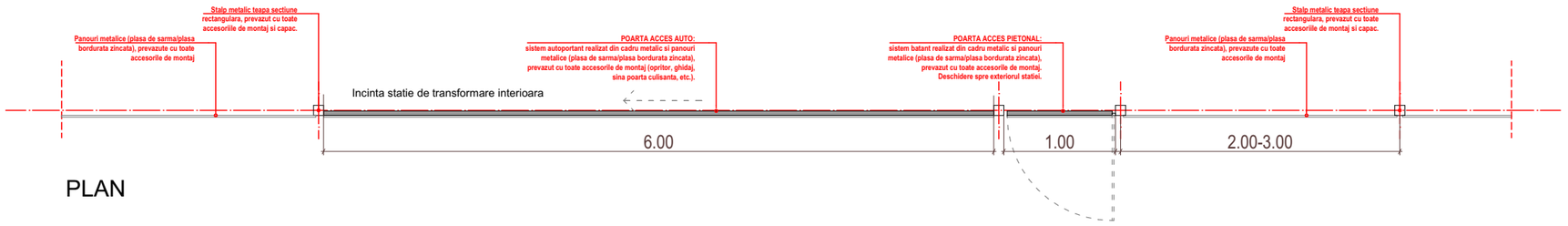
Imprejmuire interioara Nord



SECTIUNE



VEDERE

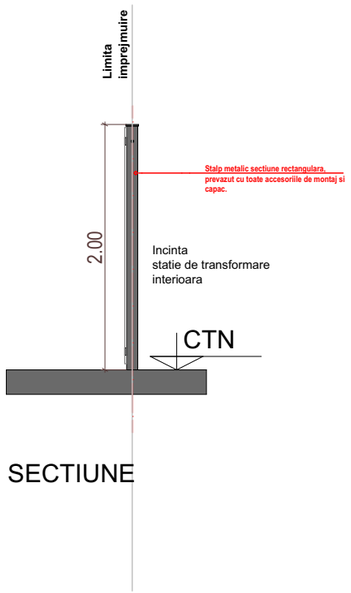


PLAN

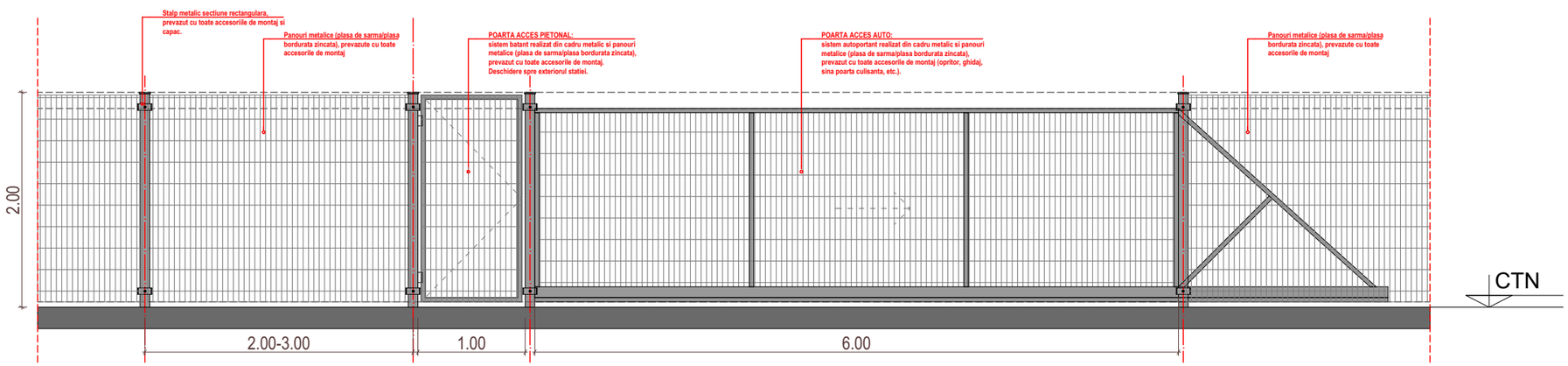
CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A12**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Imprejmuire interioara Nord	

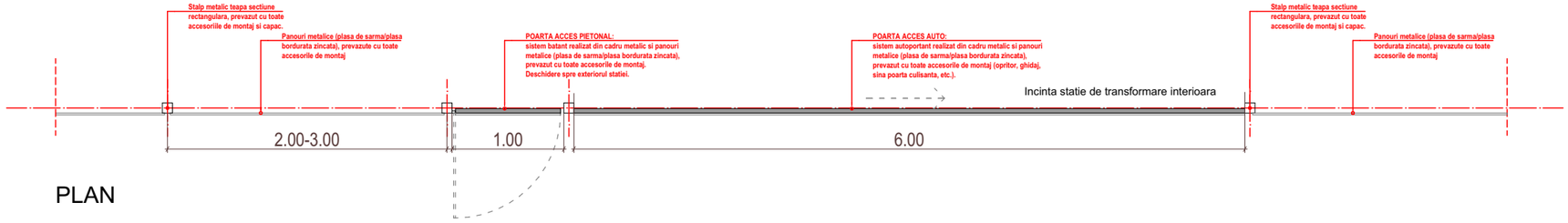
Imprejmuire interioara Sud



SECTIUNE



VEDERE

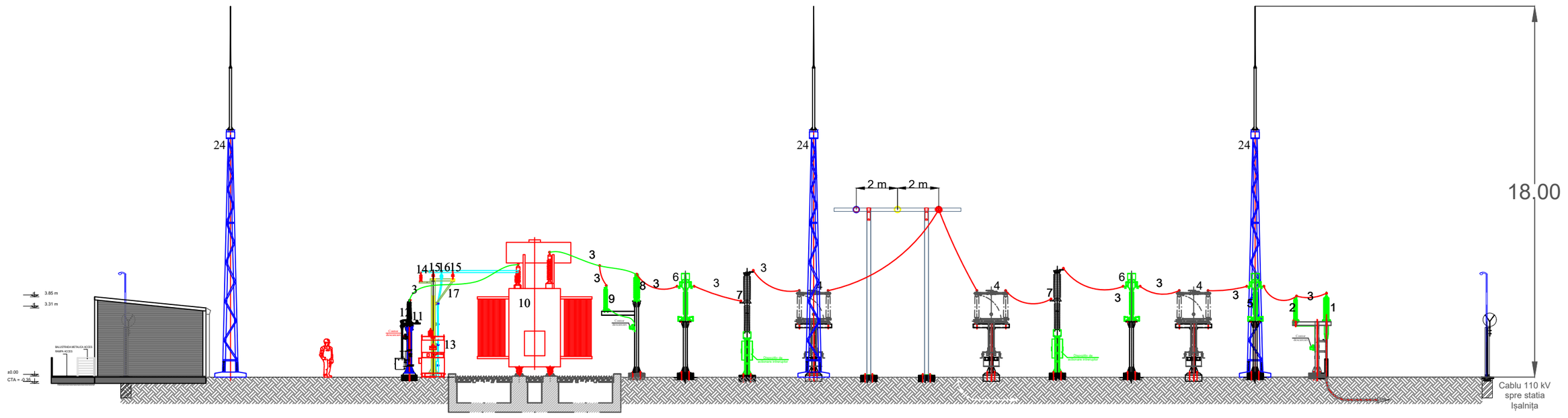


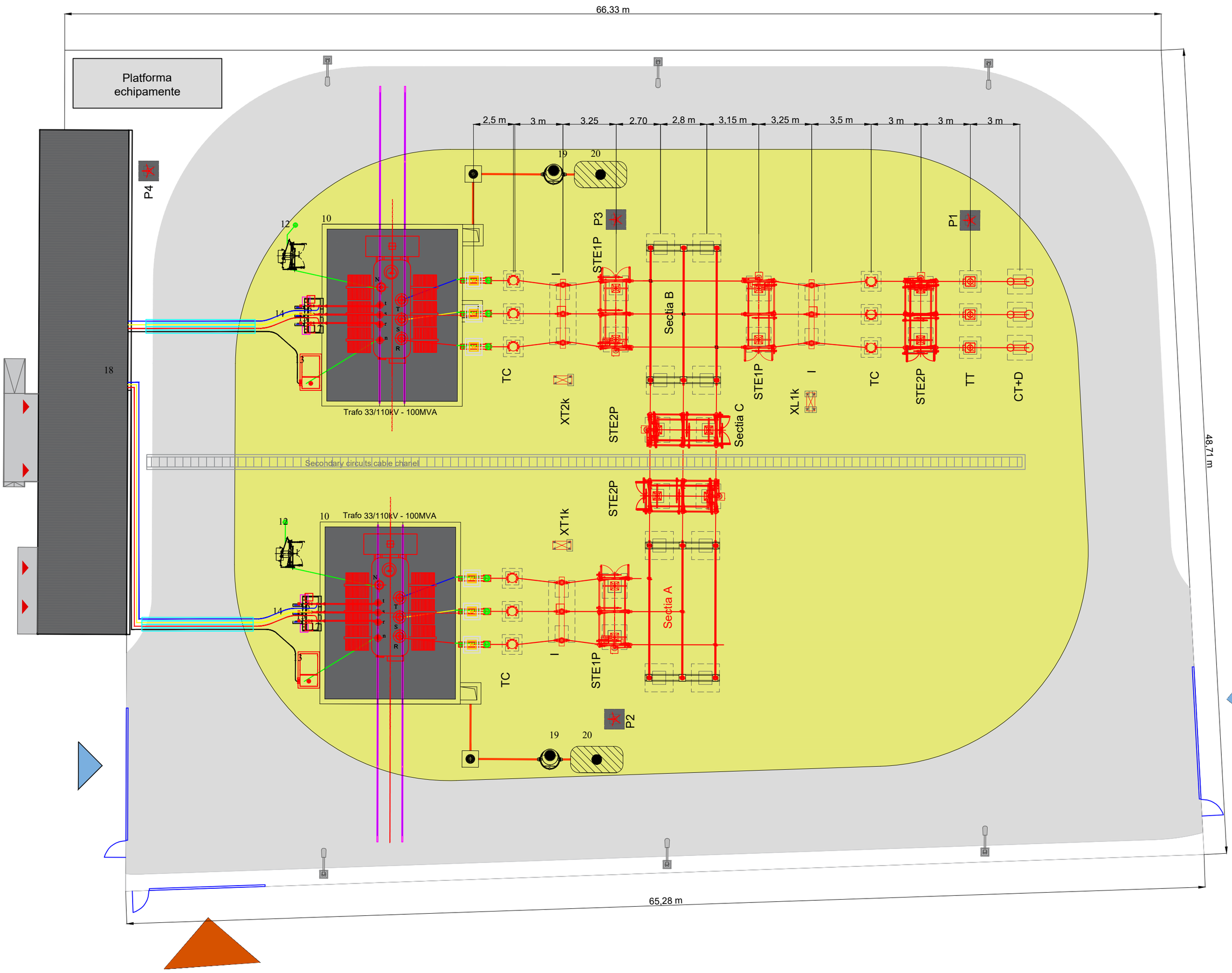
PLAN

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, comuna Isalnita, extravilan, CF 30742	Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE**	Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:50**		
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir				
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura	Plansa nr: **A13**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Imprejmuire interioara Sud	

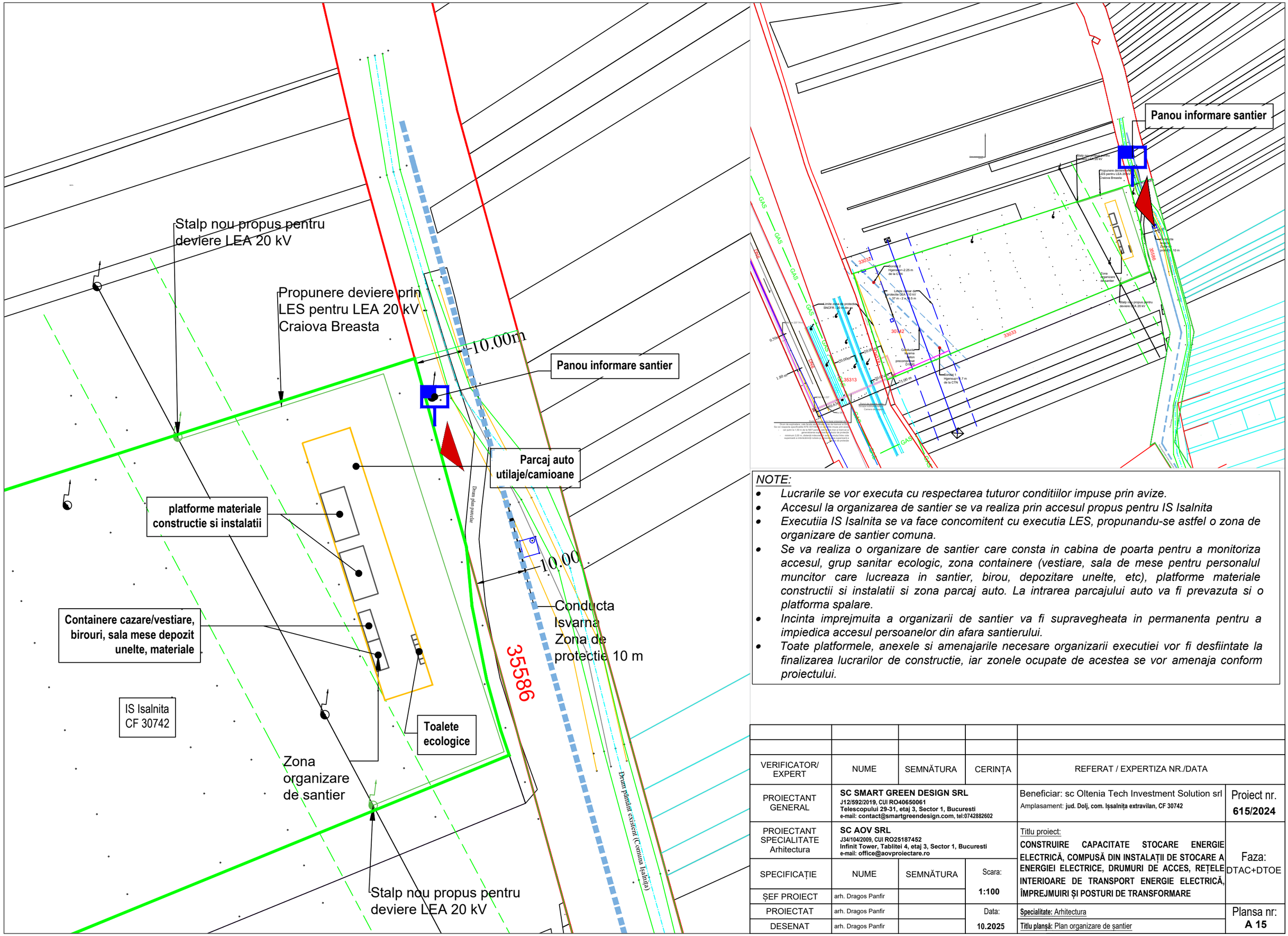
Stație MT / 110 kV - Desfășurată





Poz.	Denumire / Description		
1	*Terminal cablu*	13	*Rezistor împământare*
2	*Descărcător*	14	*Descărcător MT*
3	*Conductor ACSR*	15	*Suport izolator MT*
4	*Separator, 3 faze, cu 2 CLP*	16	*Terminal cablu MT*
5	*Transformator tensiune*	17	*Suport montaj cablu MT*
6	*Transformator curent*	18	*Clădire MT, SCADA si transformatoare auxiliare*
7	*Întrerupător 3 faze*	19	*Separator hidrocarburi*
8	*Suport izolator*	20	*Bazin vidanjabil*
9	*Descărcător*	21	*Canal cabluri circuite secundare*
10	*Transformator putere*	22	*Generator diesel*
11	*Separator transformator neutru, 1 faza, 1 CLP*	23	*Rezervor combustibil (îngropat)*
12	*Descărcător transformator neutru*	24	*Stâlp paratrăsnet (H=18 m)*

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: **jud. Dolj, com. Işsalnița extravilan, CF 30742** — Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE** — Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:200**	
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir			
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	**Specialitate:** Arhitectura — Plansa nr: **A 14**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			**Titlu planșă:** Plan desfășurată stație de transformare



NOTE:

- *Lucrarile se vor executa cu respectarea tuturor conditiilor impuse prin avize.*
- *Accesul la organizarea de santier se va realiza prin accesul propus pentru IS Isalnita*
- *Executiia IS Isalnita se va face concomitent cu executia LES, propunandu-se astfel o zona de organizare de santier comuna.*
- *Se va realiza o organizare de santier care consta in cabina de poarta pentru a monitoriza accesul, grup sanitar ecologic, zona containere (vestiare, sala de mese pentru personalul muncitor care lucreaza in santier, birou, depozitare unelte, etc), platforme materiale constructii si instalatii si zona parcaj auto. La intrarea parcajului auto va fi prevazuta si o platforma spalare.*
- *Incinta imprejmuita a organizarii de santier va fi supravegheata in permanenta pentru a impiedica accesul persoanelor din afara santierului.*
- *Toate platformele, anexele si amenajarile necesare organizarii executiei vor fi desfiintate la finalizarea lucrarilor de constructie, iar zonele ocupate de acestea se vor amenaja conform proiectului.*

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** **J12/592/2019, CUI RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602**			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: **jud. Dolj, com. Işsalnița extravilan, CF 30742** — Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** **J34/104/2009, CUI RO25187452** **Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** **e-mail: office@aovproiectare.ro**			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE** — Faza: DTAC+DTOE
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:100**	
ȘEF PROIECT	arh. Dragos Panfir			
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data: **10.2025**	Specialitate: Arhitectura — Plansa nr: **A 15**
DESENAT	arh. Dragos Panfir			Titlu planșă: Plan organizare de șantier

PLAN DE SITUATIE TOPOGRAFIC
Extravilan
jud. Dolj, Isalnita, CF 30742
Scara 1:1000

N

Coordonate Stereo 70 CF30742

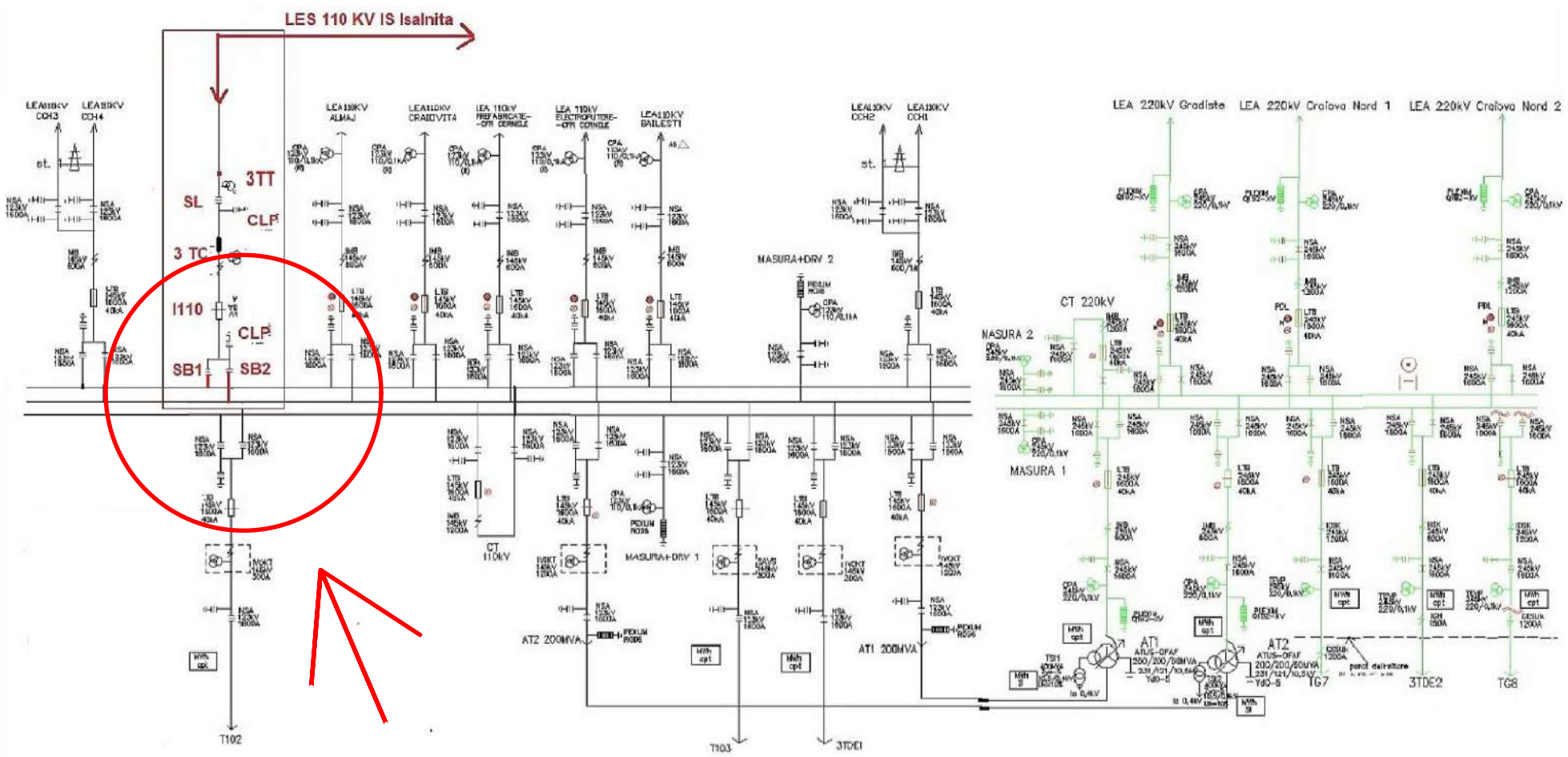
Nr. pct	X(m)	Y(m)
1	398878.202	321411.351
2	398879.282	321399.770
3	398882.141	321385.353
4	398885.000	321375.038
5	398886.705	321370.004
6	398648.469	321272.524
7	398617.677	321368.705
8	398640.952	321376.167
9	398770.214	321417.609
10	398867.899	321448.927

Legendă:

- limita imobil studiat
- imprejmuire propusa
- LES 110 kV
- LES medie tensiune (MT)
- Platforma pentru amplasare containere pentru stocare energie
- Platforma pentru amplasare containere pentru convertoare si posturi de transformare

CLASA DE IMPORTANTA IV
CATEGORIA "D" DE IMPORTANTA (conform HGR nr. 766/1997)
RISC MIC DE INCENDIU (conform P118/99)

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA
PROIECTANT GENERAL	**SC SMART GREEN DESIGN SRL** J12/592/2019, CUI RO40650061 Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti e-mail: contact@smartgreendesign.com, tel:0742882602			Beneficiar: sc Oltenia Tech Investment Solution srl Amplasament: jud. Dolj, com. Işsalnița extravilan, CF 30742 — Proiect nr. **615/2024**
PROIECTANT SPECIALITATE Arhitectura	**SC AOV SRL** J34/104/2009, CUI RO25187452 Infinit Tower, Tablitei 4, etaj 3, Sector 1, Bucuresti e-mail: office@aovproiectare.ro			Titlu proiect: **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE** — Faza: Avize DTAC
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: **1:1000**	
ȘEF PROIECT	ing. Viorica GĂLAN			
PROIECTAT	arh. Dragos Panfir		Data:	**Specialitate:** Arhitectura | Instalatii — Plansa nr: **A 02**
DESENAT	arh. Dragos Panfir		**03.2025**	**Titlu planșă:** Plan de situație



1. Curenți totali de scurtcircuit în regimul de putere maximă al sistemului (DN6 statia Transelectrica)

1.1. Barele de 110 kV la punctul de racord al BESS
- curent de scurtcircuit trifazat: I3 max = ?
- curent de scurtcircuit monofazat: I1 max = ?
- curent de scurtcircuit bifazat la pământ: I1,1 max = ?
- curent de scurtcircuit bifazat: I2 max = ?

2. Curenți totali de scurtcircuit în regimul de putere minimă al sistemului (DN6 statia Transelectrica)

2.1. Barele de 110 kV la punctul de racord al BESS
- curent de scurtcircuit trifazat: I3 min = ?
- curent de scurtcircuit monofazat: I1 min = ?
- curent de scurtcircuit bifazat la pământ: I1,1 min = ?
- curent de scurtcircuit bifazat: I2 min = ?

3. Impedanțe intrinseci echivalente cu liniile electrice sub tensiune
3.1. Barele de 110 kV /220 kV în punctul de racord la rețea (DN6 statia Transelectrica)
- Z_1 = ... + j ..... Ω
- Z_2 = ... + j ..... Ω

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA
Proiectant general instalații				**Beneficiar**: SC OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL
Proiectant de specialitate - centrale electrice - Atestat ANRE Tip E1 -19370				Amplasament: **jud. Dolj, com. Ișalnița, CF 30742, CF 37166 (De 318), CF 35313 (cale ferată tren), cale ferată tramvai, CF37170 (DN6), CF 37004 (teren drum acces intre DN6 si statia Transelectrica), CF30594 (stația electrică Ișalnița)** — Proiect nr. **04/2026**
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara: -	**RACORDARE ELECTRICA LA SEN PENTRU INSTALATIA DE STOCARE ENERGIE ELECTRICA ȘALNIȚA** — Faza: DTAC+DTOE
ȘEF PROIECT	ing. Kalin Kalinov			
PROIECTAT				
PROIECTAT			Data:	**Specialitate:** Instalații electrice — Plansa nr:
DESENAT			04.2026	**Titlu planșă:** Schema integrare in sistem

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară DOLJ
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Craiova

Nr. cerere	123894
Ziua	11
Luna	05
Anul	2026

Cod verificare
100208835276

EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 30742 Isalnita

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Extravilan

Adresa: Jud. Dolj, UAT Isalnita, EXTRAVILAN, T 7, P 192

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafaţa* (mp)	Observaţii / Referinţe
A1	30742	Din acte: 23.800 Masurata: 23.600	teren extravilan neîmprejmuit, tarla 7, parcela 192, Lot 2

B. Partea II. Proprietari şi acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale		Referinţe
80962 / 10/07/2015		
Act Administrativ nr. Aviz nr. T3-2287, din 06/07/2015 emis de UM 02700 BUCURESTI;		
B7	Se notează «avizul negativ» emis în condiţiile Legii nr.17/2014, pentru încheierea unui contract de vânzare- cumpărare al imobilului din prezenta carte funciară.	A1
124753 / 22/05/2023		
Act Administrativ nr. H.C.J. 265_12.12.2019; Dispozitie 251_23.07.2020; H.C.J. 216_ 29.09.2021, din 22/05/2023 emis de CONSILIUL JUDETEAN DOLJ; Act Administrativ nr. Anexa 4 la Hotararea nr 216 din 2021_POZ 152, din 29/09/2021 emis de CONSILIUL JUDETEAN DOLJ;		
B11	se noteaza actualizarea informatiilor cadastrale in sensul diminuarii suprafetei imobilului de sub A 1 de la 23800 mp la 23600 mp ca urmare a exproprierii suprafetei de 200 mp	A1
311803 / 17/11/2025		
Act Administrativ nr. Decizia nr. 55, din 12/08/2025 emis de Ministerul Agriculturii si Dezvolatarii Rurale – Directie pentru agricultura judeteana Dolj; Act Administrativ nr. Autorizatie de construire nr. 103, din 12/11/2025 emis de Primaria Comunei Isalnita;		
B14	Se noteaza schimbarea categoriei de folosinta din arabil in Cc.	A1
330591 / 08/12/2025		
Act Notarial nr. CONTRACT DE VÂNZARE AUT.NR.1595, din 05/12/2025 emis de Dragusin Danut Florin;		
B17	Intabulare, drept de PROPRIETATE, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1	A1
	1) **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL**	
2744 / 13/01/2026		
Act Administrativ nr. AUTORIZATIE DE CONSTRUIRE NR 99, din 13/10/2025 emis de Primaria Isalnita;		
B18	se noteaza intentia de RACORDARE ELECTRICA LA SEN PENTRU INSTALATIA DE STOCARE ENERGIE ELECTRICA ISALNITA	A1
Act Administrativ nr. AUTORIZATIE DE CONSTRUIRE NR 103, din 12/11/2025 emis de Primaria Isalnita;		
B19	se noteaza intentia de CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICA, COMPUSA DIN INSTALATII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, RETELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICA, IMPREJMUIRE STATIE SI POSTURI INTERIOARE DE TRANSFORMARE	A1

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanţie şi sarcini	Referinţe
NU SUNT	

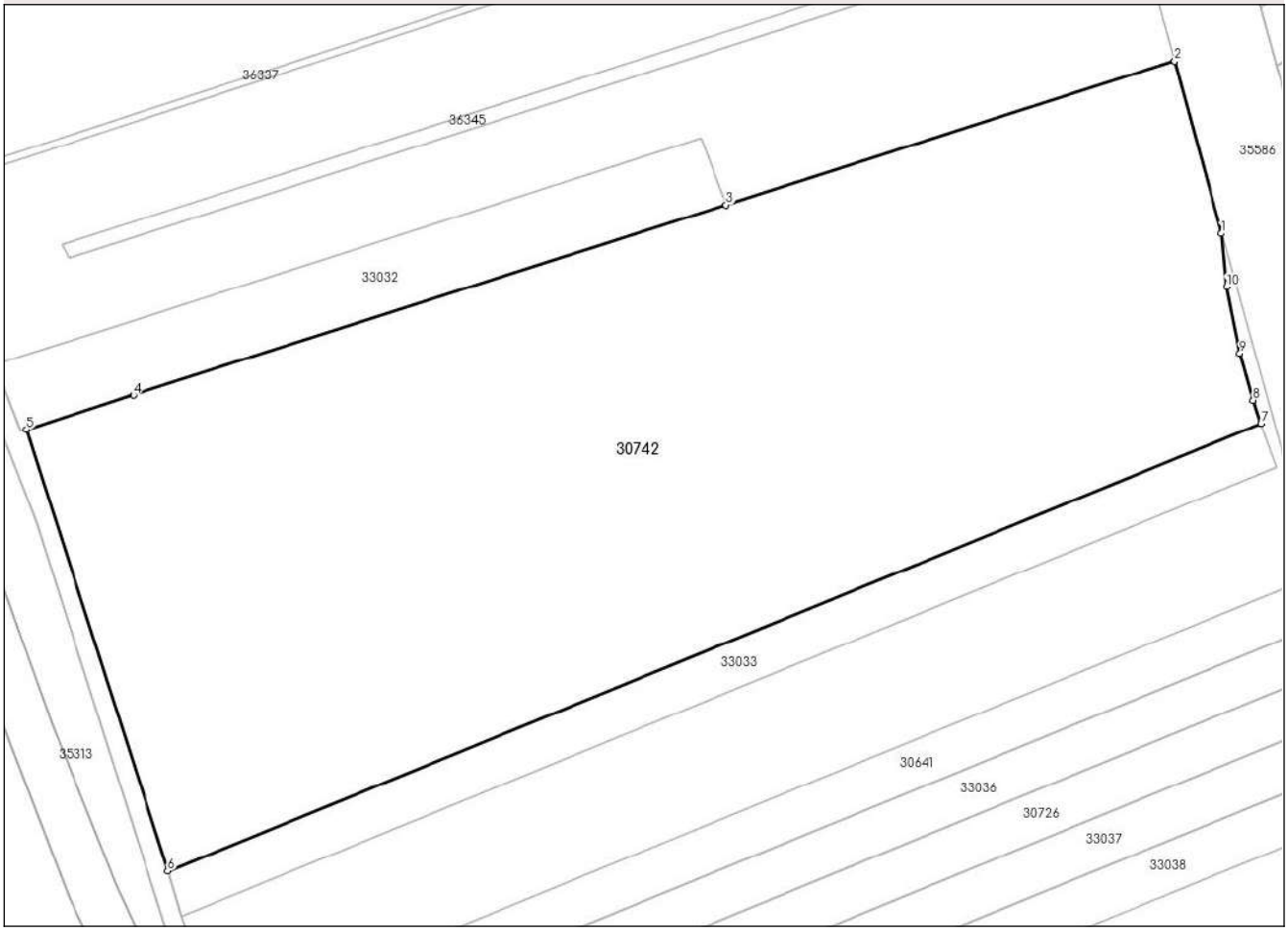
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafaţa (mp)*	Observaţii / Referinţe
30742	Din acte: 23.800 Masurata: 23.600	teren extravilan neîmprejmuit, tarla 7, parcela 192, Lot 2

* Suprafaţa este determinată in planul de proiecţie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosinţă	Intra vilan	Suprafaţa (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observaţii / Referinţe
1	curti constructii	NU	Din acte: 23.800 Masurata: 23.600	7	192	-	

Date referitoare la construcţii

Lungime Segmente
1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obţinute din proiecţie în plan.

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment (** (m)
1	2	38.963
2	3	102.583
3	4	135.743

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment (** (m)
4	5	24.442
5	6	100.99
6	7	257.408
7	8	5.315
8	9	10.704
9	10	14.698
10	1	11.631

**** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecţie Stereo 70 şi sunt rotunjite la 1 milimetru.**
***** Distanţa dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.**

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPI conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.
Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa **www.ancpi.ro/verificare**, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,
11/05/2026, 19:26

Acest document se eliberează gratuit pentru proprietarii imobilelor. Pentru alți solicitanți, costul extrasului este de 25 de lei la ghișeu, respectiv 20 de lei dacă este obținut online prin platforma http://epay.ancpi.ro

ROMÂNIA
JUDEŢUL DOLJ
PRIMĂRIA ...ISALNITA...
Nr. 7638 din 12.11.2025

AUTORIZAŢIE DE CONSTRUIRE/DESFIINŢARE
Nr. ...103.. din ...12.11.2025

Ca urmare a cererii adresate de*1) .. **S.C. OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L. reprezentata de RADU ANDREI-CATALIN ...,** cu domiciliul*2)/sediul în judeţul ..ILFOV.., municipiul/**oraşul/**comuna...VOLUNTARI...., satul ....., sectorul ....., cod poştal ....., str. ...Soseaua Bucuresti-Nord ..., nr....14 C.., bl. ..C5-4.., sc. ...., et....., ap. ....., telefon/fax ..0767600134 ..., e-mail ..., înregistrată la nr. 7638 din 31 / 10 / 2025

în conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcţii, republicată, cu modificările şi completările ulterioare,

SE AUTORIZEAZĂ
executarea lucrărilor de construire pentru:

*3) **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICA, COMPUSA DIN INSTALATII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, RETELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICA, IMPREJMUIRI STATIE SI POSTURI DE TRANSFORMARE**

CONDITIE- Se vor respecta obligatoriu conditiile din acordurile si avizele impuse de catre avizatorii de retele publice

- pe imobilul - teren şi/sau construcţii -, situat în judeţul ..DOLJ....., municipiul/oraşul/comuna ...ISALNITA....., satul ....., sectorul ...T 7,P 192,.., cod poştal ....., str. ... ..., nr. .. .., bl. ...., sc. ....., et. ....., ap. .....,
Cartea funciară*4)...30742.....
Fişa bunului imobil .....
sau nr. cadastral ...30742.....,

- lucrări în valoare de *5) 7.721.600,00 RON

- în baza documentaţiei tehnice - D.T. pentru autorizarea executării lucrărilor de construire (D.T.A.C. + D.T.O.E.), respectiv desfiinţarea construcţiilor (D.T.A.D.+D.T.O.E.) nr.*6) ...99.. din ....2025....., CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICA, COMPUSA DIN INSTALATII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, RETELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICA, IMPREJMUIRI STATIE SI POSTURI DE TRANSFORMARE
(denumirea / titlul documentaţiei)

a fost elaborată de ...S.C. SMART GREEN DESIGN SRL.. . ....., cu sediul în judeţul ..CLUJ.., municipiul/oraşul/comuna ...APAHIDA..., sectorul/satul ..SANNICOARA.., cod poştal ....., str. .Scolii..., nr. ...46.., bl. ..., sc. ...., et. ...., ap. ..., respectiv de . ..Arh. Dragos PANFIR / Ing. Viorica GALAN ..... - arhitect/conductor arhitect cu drept de semnătură, înscris în Tabloul Naţional al Arhitecţilor cu nr. .,11736..., în conformitate cu prevederile Legii nr. 184/2001 privind organizarea şi exercitarea profesiei de arhitect, republicată, aflat în evidenţa Filialei teritoriale ..BUCURESTI.., a Ordinului Arhitecţilor din România.

CU PRIVIRE LA AUTORIZAREA EXECUTĂRII LUCRĂRILOR SE FAC URMĂTOARELE PRECIZĂRI:

A. Documentaţia tehnică - D.T. (D.T.A.C. + D.T.O.E. sau D.T.A.D.) - vizată spre neschimbare -, împreună cu toate avizele şi acordurile obţinute, precum şi punctul de vedere/ actul administrativ al autorităţii competente pentru protecţia mediului, face parte integrantă din prezenta autorizaţie.

Nerespectarea întocmai a documentaţiei - D.T. vizată spre neschimbare (inclusiv a avizelor şi acordurilor obţinute) constituie infracţiune sau contravenţie, după caz, în temeiul prevederilor art. 24 alin. (1), respectiv ale art. 26 alin. (1) din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcţii, republicată.

In conformitate cu prevederile art. 7 alin. (15) - (15^1) din Legea nr. 50/1991 şi cu respectarea legislaţiei pentru aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice şi private asupra mediului, în situaţia în care în timpul executării lucrărilor şi numai în perioada de valabilitate a autorizaţiei de construire survin modificări de temă privind lucrările de construcţii autorizate, care conduc la necesitatea modificării acestora, titularul are obligaţia de a solicita o nouă autorizaţie de construire.

B. Titularul autorizaţiei este obligat:

1. să anunţe data începerii lucrărilor autorizate, prin trimiterea înştiinţării conform formularului anexat autorizaţiei (formularul-model F.13) la autoritatea administraţiei publice locale emitentă a autorizaţiei;
2. să anunţe data începerii lucrărilor autorizate, prin trimiterea înştiinţării conform formularului anexat autorizaţiei (formularul-model F.14) la inspectoratul teritorial în construcţii , împreună cu dovada achitării cotei legale de 0,1% din valoarea autorizată a lucrărilor de construcţii şi instalaţii aferente acestora;
3. să anunţe data finalizării lucrărilor autorizate, prin trimiterea înştiinţării conform formularului anexat autorizaţiei (formularul-model F.15) la inspectoratul teritorial în construcţii , odată cu convocarea comisiei de recepţie;
4. să păstreze pe şantier - în perfectă stare - autorizaţia de construire şi documentaţia tehnică - D.T. (D.T.A.C.+D.T.O.E./D.T.A.D.) vizată spre neschimbare, împreună cu proiectul tehnic –P.Th şi Detaliile de execuţie pentru realizarea lucrărilor de construcţii autorizate, pe care la va prezenta la cererea organelor de control, potrivit legii, pe toată durata executării lucrărilor;
5. în cazul în care, pe parcursul executării lucrărilor, se descoperă vestigii arheologice (fragmente de ziduri, ancadramente de goluri, fundaţii, pietre cioplite sau sculptate, oseminte, inventar monetar, ceramic etc.), să sisteze executarea lucrărilor, să ia măsuri de pază şi de protecţie şi să anunţe imediat emitentul autorizaţiei, precum şi Direcţia judeţeană pentru cultură, culte şi patrimoniu;
6. să respecte condiţiile impuse de utilizarea şi protejarea domeniului public, precum şi de protecţie a mediului, potrivit normelor generale şi locale;
7. să transporte la ..... materialele care nu se pot recupera sau valorifica, rămase în urma executării lucrărilor
8. să desfiinţeze construcţiile provizorii de şantier în termen de ..... zile de la terminarea efectivă a lucrărilor;
9. la începerea execuţiei lucrărilor, să monteze la loc vizibil "Panoul de identificare a investiţiei" (vezi anexa nr. 8 la normele metodologice);
10. la finalizarea execuţiei lucrărilor, să monteze "Plăcuţa de identificare a investiţiei";
11. în situaţia nefinalizării lucrărilor în termenul prevăzut de autorizaţie, să solicite prelungirea valabilităţii acesteia, cu cel puţin 15 zile înaintea termenului de expirare a valabilităţii autorizaţiei de construire/desfiinţare (inclusiv durata de execuţie a lucrărilor);
12. să prezinte "Certificatul de performanţă energetică a clădirii" la efectuarea recepţiei la terminarea lucrărilor;
13. să solicite "Autorizaţia de securitate la incendiu" după efectuarea recepţiei la terminarea lucrărilor sau înainte de punerea în funcţiune a clădirilor pentru care s-a obţinut "Avizul de securitate la incendiu";
14. să regularizeze taxa de autorizare ce revine emitentului, precum şi celelalte obligaţii de plată ce îi revin, potrivit legii, ca urmare a realizării investiţiei;
15. să declare construcţiile proprietate particulară realizate, în vederea impunerii, la organele financiare teritoriale sau la unităţile subordonate acestora, după terminarea lor completă şi nu mai târziu de 15 zile de la data expirării termenului de valabilitate a autorizaţiei de construire/desfiinţare (inclusiv durata de execuţie a lucrărilor).

C. Durata de execuţie a lucrărilor este de ....24..... luni/zile, calculată de la data începerii efective a lucrărilor (anunţată în prealabil), situaţie în care perioada de valabilitate a autorizaţiei se extinde pe întreaga durată de execuţie a lucrărilor autorizate.

D. Termenul de valabilitate a autorizaţiei este de ....12.... luni/zile de la data emiterii, interval de timp în care trebuie începute lucrările de execuţie autorizate.

PRIMAR,
FLORI OVIDIU-AURELIAN
L.Ş.

Ptr.SECRETAR GENERAL
BADEA NARCISA-FLORENTINA

Ptr.Arhitect-şef*),**
ROŞCA ALEXANDRU

INTOCMIT

Taxa de autorizare în valoare de 77.216.,0.... lei a fost achitată conform Chitanţei nr. ..... din ...../...../ 2025.... Prezenta autorizaţie a fost transmisă solicitantului direct/prin poştă la data de ....., însoţită de ..... (.....) exemplar(e) din documentaţia tehnică- D.T, împreună cu avizele şi acordurile obţinute, vizate spre neschimbare.

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcţii, republicată, cu modificările şi completările ulterioare,

se prelungeşte valabilitatea
Autorizaţiei de construire/desfiinţare

de la data de ..... până la data de .....

După această dată, o nouă prelungire a valabilităţii nu este posibilă, solicitantul urmând să obţină, în condiţiile legii, o altă autorizaţie de construire/desfiinţare.

PRIMAR,

SECRETAR GENERAL,

Arhitect-şef*),**

Data prelungirii valabilităţii .....
Achitat taxa de ..... lei, conform Chitanţei nr. ..... din ...../...../20.....
Transmis solicitantului la data de ..... direct/prin poştă.

---

*1) Numele şi prenumele solicitantului.
*2) Adresa solicitantului.
*3) Denumirea lucrării, descrierea concisă a lucrărilor autorizate, precum şi alte date extrase din D.T.A.C./D.T.A.D.
*4) Se completează cu datele extrase din Cartea funciară sau din Fişa bunului imobil, după caz.
*5) Valoarea lucrărilor, declarată de solicitant, înscrisă în cererea de autorizare, calculată în funcţie de suprafaţa construită desfăşurată a construcţiilor, ori valoarea lucrărilor de construcţii şi instalaţii aferente din devizul general al investiţiei.
*6) Se completează cu denumirea/titlul, numărul şi data elaborării documentaţiei, precum şi celelalte elemente de identificare.

*) Se completează, după caz:
- consiliului judeţean;
- Primăria Municipiului Bucureşti;
- Primăria Sectorului ..... al Municipiului Bucureşti;
- Primăria Municipiului .....;
- Primăria Oraşului .....;
- Primăria Comunei ..... .

**) Se completează, după caz:
- preşedintele consiliului judeţean;
- primarul general al municipiului Bucureşti;
- primarul sectorului ..... al municipiului Bucureşti;
- primar.

***) Se va semna, după caz, de către arhitectul-şef sau, "pentru arhitectul-şef", de către persoana cu responsabilitate în domeniul amenajării teritoriului şi urbanismului, specificându-se funcţia şi titlul profesional, după caz.

AGENŢIA PENTRU PROTECŢIA MEDIULUI DOLJ
Nr. 4451/31.07.2024

Clasarea notificării

Ca urmare a solicitării depuse de **OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL prin Radu Andrei Cătălin** pentru proiectul " **CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ COMPUSĂ DIN INSTALAŢII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REŢELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ŞI POSTURI DE TRANSFORMARE**" propus a fi amplasat în jud. Dolj, Com. Işalniţa, T7, P192, înregistrată la A.P.M. Dolj cu nr.4451/29.07.2024

- în urma analizării documentaţiei depuse, a localizării amplasamentului în planul de urbanism şi în raport cu poziţia faţă de arii protejate, zone-tampon, monumente ale naturii, monumente istorice sau arheologice, zone cu restricţii de construit, zonă costieră;
- având în vedere că:
  - proiectul propus nu intră sub incidenţa Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice şi private asupra mediului;
  - proiectul propus nu intră sub incidenţa art. 28 din Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei şi faunei sălbatice, aprobată cu modificări şi completări prin Legea nr. 49/2011, cu modificările şi completările ulterioare,
  - proiectul propus nu intră sub incidenţa art. 48 si art.54 din Legea apelor nr.107/1996 cu modificarile si completarile ulterioare,

Agenţia Pentru Protecţia Mediului Dolj d e c i d e:

Clasarea notificării, deoarece proiectul propus nu se supune procedurii de evaluare a impactului asupra mediului.

Deşeurile rezultate vor fi stocate separat şi vor fi preluate de societăţi autorizate.

Conform art.17 alin.(4) din OUG nr. 92/2021 privind regimul deşeurilor, titularul autorizaţiei de construire/desfiinţare emise de către autoritatea administraţiei publice locale, centrale sau de către instituţiile abilitate să autorizeze lucrările de construcţii cu caracter special are obligaţia de a avea un plan de gestionare a deşeurilor din activităţi de construire şi/sau desfiinţare, după caz, prin care se instituie sisteme de sortare pentru deşeurile provenite din activităţi de construcţie şi desfiinţare, cel puţin pentru lemn, materiale minerale - beton, cărămidă, gresie şi ceramică, piatră, metal, sticlă, plastic şi ghips pentru reciclarea/reutilizarea lor pe amplasament, în măsura în care este fezabil din punct de vedere economic, nu afectează mediul înconjurător şi siguranţa în construcţii, precum şi de a lua măsuri de promovare a demolărilor selective pentru a permite eliminarea şi manipularea în condiţii de siguranţă a substanţelor periculoase pentru a facilita reutilizarea şi reciclarea de înaltă calitate prin eliminarea materialelor nevalorificabile. Conform alin.(7) titularii pe numele cărora au fost emise autorizaţii de construire şi/sau desfiinţare potrivit prevederilor Legii nr. 50/1991 privind autorizarea

Adresa: Str. Petru Rareş, nr. 1, Craiova, cod 200349
Tel.: +0351428038
e-mail: office@apmdj.anpm.ro
website: http://apmdj.anpm.ro
Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare, au obligația să gestioneze deșeurile din construcții și desființări, astfel încât să atingă un nivel de pregătire pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, inclusiv operațiuni de rambleiere care utilizează deșeuri pentru a înlocui alte materiale, de minimum 70% din masa deșeurilor nepericuloase provenite din activități de construcție și desființări, cu excepția materialelor geologice naturale definite la categoria 17 05 04 din anexa la Decizia Comisiei din 18 decembrie 2014 de modificare a Deciziei 2000/532/CE de stabilire a unei liste de deșeuri în temeiul Directivei 2008/98/CE a Parlamentului European și a Consiliului.

Conform art.49 alin. (9) titularii pe numele cărora au fost emise autorizații de construire și/sau desființări trebuie să raporteze anual APM Dolj până la 30 aprilie a anului următor celui pentru care se raportează, conformarea cu art. 17 alin. (7).

Prezenta este valabilă pe toată perioada punerii în aplicare a proiectului, în condițiile în care nu intervin modificări ale datelor care au stat la baza emiterii acesteia.

DIRECTOR EXECUTIV
Dr. ing. Monica Daniela MATEESCU

Nume și Prenume	Funcția	Data	Semnătura
Avizat Danuzia Mazilu	Șef Serviciu AAA	29.07.2024	
Responsabil Biodiversitate Ana-Lavinia Iancu	Consilier CFM	29.07.2024	
Întocmit Loredana Buțu	Consilier AAA	29.07.2024	

Adresa: Str. Petru Rareș, nr. 1, Craiova, cod 200349
Tel.: +0351428038
e-mail: office@apmdj.anpm.ro
website: http://apmdj.anpm.ro
Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

EXPERT
Energy Consult

Str. Av. Jean Texier nr.3, et. 3, ap. 4, camera 6
CIF RO 29812880, J40/1924/24.02.2012
RO34INGB0000999902983146
Cap. social 10.000 lei

RACORDARE LA SEN A INSTALATIEI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE ISALNITA 150,775 MW PENTRU OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL

BENEFICIAR: OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL

FAZA: STUDIU DE SOLUTIE

PROIECT NR. EEC705
OCTOMBRIE 2024

EX. NR. 1

MRC
ISO 9001 Certificat nr. 700C
ISO 14001 Certificat nr. 369 M

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

EXPERT
Energy Consult

Str. Av. Jean Texier nr.3, et. 3, ap. 4, camera 6
CIF RO 29812880, J40/1924/24.02.2012
RO34INGB0000999902983146
Cap. social 10.000 lei

LISTA DE SEMNATURI

Racordare la SEN a instalatiei de stocare a energiei electrice Isalnita 150,775 MW pentru OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL

BENEFICIAR: OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL
PROIECTANT: SC EXPERT ENERGY CONSULT SRL
FAZA: STUDIU DE SOLUTUIE

Director:



Ing. BERESTIANU Loredana-Elena .....

Sef Proiect:



Ing. Dan Cozma .....



Ing. Luminita Grigore.....

Proiectant:



Ing. Dan Cozma .....



Ing. Andrei Prepelita .....



Ing. Nicolae Ploscianu.....

MRC
ISO 9001 Certificat nr. 700C
ISO 14001 Certificat nr. 369 M

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

EXPERT
Energy Consult

CUPRINS

1. Scopul lucrării.....		3
1.1.	Amplasament.....	3
1.2.	Date tehnice despre noul obiectiv analizat.....	3
1.3.	Descrierea schemei de racordare in c.a.....	4
1.4.	Descrierea statiei de conversie in c.c.....	5
2. Descrierea soluției de racordare la rețeaua electrică.....		6
2.1.	Solutia 1 de racordare.....	6
2.2.	Solutia 2 de racordare.....	11
2.3.	Varianta 3 de de racordare - limitare operationala aplicata Solutiei 1.....	16
2.4.	Varianta 4 de de racordare - limitare operationala aplicata Solutiei 2.....	16
3. Analiza cerințelor de monitorizare și reglaj, inclusiv interfața noii surse cu sistemul SCADA și de telecomunicații		16
4. Principalii indicatori tehnico economici ai investitiei.....		21
4.1.	Calcularea componentei Tr – varianta 1.....	21
	4.1.1. Tariful de racordare – Varianta 1.....	21
	4.1.2. Calculul tarifului de intarire – Varianta 1.....	22
	4.1.3. Calculul componentei Tu – Varianta 1.....	24
	4.1.4. Valoarea totala a tarifului de racordare.....	24
4.2.	Calcularea componentei Tr – varianta 2.....	24
	4.2.1. Tariful de racordare – Varianta 2.....	24
	4.2.2. Calculul tarifului de intarire – Varianta 2.....	25
	4.2.3. Calculul componentei Tu – Varianta 2.....	27
	4.2.4. Valoarea totala a tarifului de racordare.....	27
4.3.	Calcularea componentei Tr – varianta 3 (varianta 1 cu LO).....	27
	4.3.1. Tariful de racordare – Varianta 3.....	28
	4.3.2. Calculul tarifului de intarire – Varianta 3.....	29
	4.3.3. Calculul componentei Tu – Varianta 3.....	29
	4.3.4. Valoarea totala a tarifului de racordare.....	30
4.4.	Calcularea componentei Tr – varianta 4 (varianta 2 cu LO).....	30

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

4.4.1. Tariful de racordare – Varianta 4.....	30
4.4.2. Calculul tarifului de intarire – Varianta 4.....	31
4.4.3. Calculul componentei Tu – Varianta 4.....	32
4.4.4. Valoarea totala a tarifului de racordare.....	32
5. Valoarea totala a tarifului de racordare.....	32

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

RACORDARE LA SEN A INSTALATIEI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE ISALNITA 150,775 MW PENTRU OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL

1. Scopul lucrării

În această lucrare este analizat impactul racordării la SEN a IS Isalnita 150,775 MW

1.1. Amplasament

IS Isalnita 150,775 MW este amplasat în extravilanul comunei Isalnita, județul Dolj la circa 700 m de statia 220/110 kV Isalnita.

1.2. **Racordare**- Rețeaua electrică în care se racordează IS Isalnita este bara 220 KV a statiei 220/110 KV Isalnita situata la cca 700 m si Bara 110 KV Isalnita a statiei 220/110 KV situata la cca 1000 m si care se afla in exploatarea STT Craiova.

1.3. **Date tehnice** despre noul obiectiv analizat IS Isalnita va avea o putere totală instalată de maxim 150,775 MW. Scopul instalatiei de stocare prin baterii va fi de a înmagazina energia din rețea electrica de transport, energie pe care o va injecta, ulterior, in rețea.

- Legislatie /Norme tehnice in vigoare

  La baza realizarii studiului de solutie stau urmatoarele acte normative:

  - Legea energiei electrice nr. 123/2012 cu modificarile si completarile ulterioare
  - Ordinul 128/2008 -Codul tehnic al retelelor de ditributie – revizia 1 (Modificat prin ordinul 72/2017)
  - Ordinul 59/2013 -Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public(modificat prin Ordinul 63/2014.Modificat prin Ordinul 111/2018.Modificat prin Ordinul 15/2019/Modificat prin Ordinul 22/2020.Modificat prin Ordinul 68/2020/Modificat prin Ordinul 160/2020/Modificat prin ordinal 45/2021.Modificat prin ordinal 81/2022
  - Ordinul 20/2004 -Codul tehnic al retelei electrice de transport cu modificarile si completarile ulterioare(Modiciat prin Ordinul72/2017
  - Ordinul 102/2015 -Regulamentul privind stabilirea solutiilor de racordare a utilizatorilor la retelele de intere public
  - Ordinul 11 /2014-Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public (Modificat prin ordinal 87/2014. Anexa 1 modificata prin Ordinul 113/2018)
  - Ordinul 141/2014- pentru aprobarea tarifelor specific si indicatorilor specifici .(Modificat prin Ordinul 113/2018)
  - Ordinul 79/2016 -privind aprobarea clasificarii unitatilor generatoare si a centralelor electrice
  - Ordinul 1/2019 privind aprobarea documentului -Propunerea tuturor operatorilor de transport si de sitem privind cerintele organizationale cheie ,rolurile si responsabilitatile (KORRR) pentru schimbul de date in conformitate cu prevederile art 40 alin (6) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stsbilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport a energiei electrice

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Ordinul 51 /2019- de aprobare a Procedurii de notificare pentru racordare a unitatilor generatoare si de verificare a confomitatii unitatilor generatoare cu cerintele tehnice privind racordarea unitatilor generatoare la retelele electrice de interes public(Modifica ordinul 30/2013)
- Ord 233/2019 privind probarea -Metodologieie pentru schimbul de date intre operatorul de transport si de sistem, operatorii de distributie si utilizatorii de retea semnificativi.
- Ord. 46/2021 -Standardul de performanta pentru serviciul de distributie a energiei electrice
- Ordinul 12 /2016 pentru aprobarea – Standardului de performanta pentru serviciul de transport al energiei electrice- cu modificarile si completarile ulterioare in domeniul energiei nr.11/2014
- Ordinul 60/2023 pentru modificarea si completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public,aprobate prin0rdinul presedintelui ANRE
- NTI-TEL-S-003-2009-01-Detalii si apecificatii de echipamente pentru realizarea sistemului de comanda, control, protectie si automatizare pentru nivelul 400,220,220 kV
- NTI-TEL-M-004-2016-00 Norma tehnica interna pentru contorul de energie electrica de balanta
- NTE 011/12/00 − Norma tehnică pentru proiectarea circuitelor secundare ale stațiilor electrice”
- Ord. ANRE 3/2023 – „Norma tehnica privind cerintele tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru instalatiile de stocare a energiei electrice si procedura de notificare a instalatiilor de stocare e energiei electrice”
-

1.4. **Descrierea schemei de racordare în c.a**.:

Instalatie de Stocare a energiei electrice Isalnita 150,775 MW va fi racordata la SEN la nivelul de tensiune de 110 kV in bara statiei 220/110 kV Isalnita prin intermediul unui LES 110 kV pe un traseu de aproximativ 1000 m si la nivelul de tensiune de 220 KV in bara statiei 220/110 kV Isalnita prin intermediul unui LES 220 kV pe un traseu de aproximativ 700 m.

Stația electrică de 220 kV IS Isalnita a energiei electrice va dispune de o celulă bloc linie - transformator 220 /33 KV, transformatorul având o putere de maxim 165 MVA pe infasurarea de 220 respectiv 33 kV

Varianta 1 - Racordarea se va face in Bara de 220 KV a statiei Isalnita 220/110 kV. Instalatia de utilizare in c,a va fi compusa din:
- LES 220 kV
- Celula bloc trafo 220 kV
- Trafo 220/33 KV si P=165 MW
- LES 33 kV

Varianta 2 - Racordarea se va face in bara de 110 kV a statiei 220/110 kV Isalnita. Instalatia de utilizare in c.a va fi compusa din:
- LES 110 kV
- Celula linie 110 kV = 1buc

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Celule trafo 110 kV=2 buc
- Trafo 110/33 kV 100 MVA – 2 buc
- LES 33 kV

1.5. **Descrierea schemei statiei de conversie in c.c**.

• Instalatia de stocare

Tabelul 1

Nr.Crt	Tip Inst stoc	Pi inst stoc (KW)	Pmax evac IS (KW)	Pmax abs IS (KW)	Cap max stocata IS (Ah)	OBS
1	2	3	4	5	6	7
1	LI Ion	155.850	147.375	154,175	226.032	

Unde - Instalatie de stocare de tip electric (litiu-ion) termic, cinetic

Tabelul 2

Nr. crt.	Nr. Invert.	Tipul invert.	Un invert. (c.a.) (kV)	Pi invertor (c.a.) (kW)	Capacitate de stocare* (Ah)	Pmax invertor (c.a.) (kW)	formată din module generatoare (kW)	Obs.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	37	Power Electronics FREEMAQ MULTI PCSK 4075 KW	0,69	4075	226.032	4390	162.430	
TOTAL:				150,775 MW				

Tabelul 3.

Nr. Crt.	Nr. Elemente de stocare	Pi /elem stocare	Capacitatea max/element (Ah)	Qmax evac in reg de inc (KVAr)	Qmax abs in reg de incarc (KVAr)	Qmax evac in reg de desc (KVAr)	Qmax abs in reg de descarcare (KVAR)	Obs
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	61	2597,5	3.767,2	143.018	143.018	151.653	151.653	

P evac = Pi – ΔP(trafo,LES IT,LES MT) – Psi,
unde,

Pi = 150,775 MW

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

ΔP(trafo,LES IT,LES MT) - pierderile in inst de utilizare
ΔP(trafo ,LES IT ,LES MY,Trafo IT/MT) = 2,2 MW

Psi – Puterea absorbita serviciilor interne
Psi = 1,2 MW

P evac = 150,775 - 2,2 - 1,2 =147,375 MW

P evac = 147,375 MW

P abs = Pi + ΔP (trafo,LES IT,LES MT) + Psi
P abs = 150,775 +2,2 + 1,2 = 154,175 MW

P abs= 154,175 MW

Până la data încheierii contractului de racordare beneficiarul va valida tipul de invertor declarat la OD conform cerintelor legale în vigoare și listei invertoarelor declarate corespunzătoare cu cerințele Ordinului ANRE nr. 3/2003 pentru aprobarea „Normei tehnice privind cerinţele tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru instalaţiile de stocare a energiei electrice şi procedura de notificare pentru racordarea instalaţiilor de stocare a energiei electrice

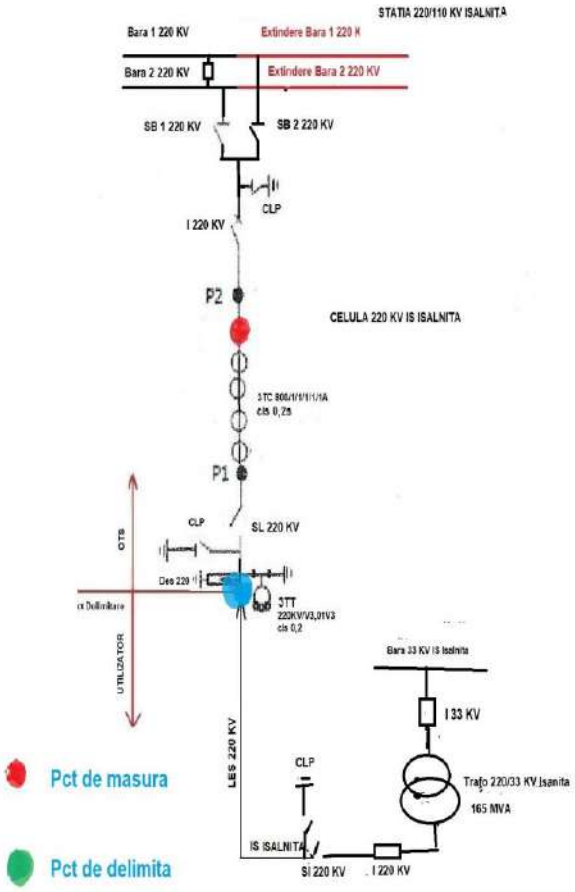
2. Descrierea soluției de racordare la rețeaua electrică

Întrucât IS Isalnita se află în extravilanul comunei Isalnita, iar puterea generată de a IS va fi de 150,775 MW, racordarea instalației de stocare se va putea face in statia 220/110 kV Isalnita nivelul tensiunii de 220 kV la nivelul tensiunii de 220 kV printr-un LES 220 KV in lungime de cca 700 m sau in statia 220/110 kV la nivelul tensiunii de 110 kV printr-un LES 10 kV in lungime de cca 1000 m.

2.1. Varianta 1 de racordare

Racordarea IS Isalnita 150,775 MW se va realiza printr-un LES 220 kV nou proiectat in lungime de cca 700 m montat intre statia 220 kV IS Isalnita 150,775 MW (nou proiectata) si statia 220/110 kV Isalnita.
LES 220 kV se va racorda la bara 220 kV Isalnita prin extinderea barelor 1 si 2 220 kV existente si prin montarea unei celule de 220 kV, nou proiectata.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio



Varianta 1 de racordare IS

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Lucrari pe tarif de racordare:

- Se extind barele 1 si 2 220 kV pentru montarea unei celule de 220 kV
- Se va monta celula 220 kV racordata la Bara 1 si 2 din statia 220/110 kV Isalnita echipata cu :
  - Intrerupator I 220 kV = 1 bucata;
  - Transformatori de curent 220 kV 800 A/1/1/1/1/1 A clasa 0,2 s = 3 buc;
  - Transformatori de tensiune 220 kV /V3,0,1/V3 kV clasa 0,2 =3 buc;
  - Ansamblu separator tripolar de linie 220 kV echipat cu 2 CLP = 1 buc;
  - Ansamblu separator tripolar de bara 220 kV echipat cu un CLP = 1 buc;
  - Ansamblu separator tripolar de bara 220 kV fara CLP = 1 buc
  - Descarcatori 220 kV =3 buc
  - Container nou complet echipat pentru circuite secundare care sa contina:
    - Dulap de alimentare/distributie SI c.a. – 1 buc.
    - Dulap de alimentare/distributie SI c.c. – 1 buc.
    - Dulap de comanda, control, protectie, compatibil cu cele existente in statia220 kV Isalnita, continand TNCC, TNP diferentiala grupa 1, TNP diferentiala grupa 2 si TNP PDB +DRRI.

- Lucrari pentru racordarea protectiei diferentiale
  - Stabilirea legaturii intre terminalele numerice din cele 2 capete ale LEA legate intre ele prin fibra optica dedicate
  - Pentru actionare este necesar sa se stabileasca pentru toti curentii din schema sensuri pozitive conventionale asigurand astfel in releu un curent egal cu suma fazoriala a curentilor din secundarul TC din cele 2 capete ale LES
  - Se vor executa lucrari pentru alimentarea dulapului cu curent operativ continuu pentru comanda si semnalizare de 220 Vcc
  - Se vor executa lucrari pentru alimentarea dulapului cu servicii interne de ca de 400Vca
  - Se vor executa lucrari de adaptare /inlocuire circuite secundare existente
  - Integrarea dispozitivelor montate la cele 2 capete ale LES in reteaua de comunicatie(fibra optica)
  - Configurarea domeniului de aplicare al functiilor protectiei diferentiale
  - Setarea protectiei diferentiale
  - Lucrari pentru integrarea in SCADA
  - Teste si verificari pentru PIF
- Echiparea și integrarea celulei noi 220 kV în sistemele de protecții, comandă și control ale stației 220 kV Isalnita Proiectarea și realizarea va fi în conformitate cu NTI-TEL-S-003-2009-01. De asemenea se vor efectua modificări în sistemul SCADA CTSI și în sistemul EMS SCADA Isalnita
- Se va extinde sistemul local de contorizare de balanța existent in stația 220 kV Isalnita cu un contor aferent noii celule de racord 220 KV. Contorul va fi integrat software și hardware în sistemul de contorizare de balanța existent în stația de 220 KV. Contorul de balanță va avea buletin de verificare metrologica și va respecta NTI-TEL-M-004-2016-00. Contorul va fi montat de catre operatorul de distributie/masurare. Devizul aferent acestei lucrari este anexat prezentei documentatii;

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Extinderea sistemului PDB și DRRI cu un nou terminal identic cu cele existente. Acest terminal va fi integrat software și hardware în sistemul PDB și DRRI existent în stație.
- Sistemul de protecții va fi de tip diferențiala de linie cu 2 capete, respectiv care vor include protecțiile de distanță, protecții maximale de curent și tensiune, protecții homopolare de curent.
- Se va prevedea un sistem de monitorizare a calității energiei electrice ce va fi integrat software și hardware in sistemul existent in stație.
- Lucrari de adaptare /inlocuire circuite secundare existente,parametrizare si integrare in SCADA , probe tehnice si PIF

- Gestionarul instalatiei de stocare IS Isalnita va reveni in fazele urmatoare de proiectare (CS, PT, DE) in capitolul dedicat solutiilor tehnice de telecomunicatii cu detalii privind asigurarea cailor de comunicatii principala si rezerva pentru transmiterea informatiilor de tip voce/date/EMS/DMS SCADA pana la interfata cu OTS, solicitate si agreate astfel incat sa fie ulterior posibila operarea in siguranta a retelei de transport si a pietei de energie.
- In cazul in care statia 220/110 kV Isalnita nu exista porturi disponibile si in plus nu mai exista posibilitatea upgradarii echipamentelor existente, se vor prevedea echipamente noi, total compatibile cu echipamentele de transmisiuni existente (inclusiv licentele) din locatia Transelectrica. Completarea cu dotarea hardware si software si module/interfete de completare necesare integrarii se va stabili la fata locului in statia Isalnita si se va aviza in CTA sucursala Craiova, datele necesare pentru datele necesare pentru CS si PT, inclusiv proiectul de instalare a fibrei optice pe teritoriul statiei 220/110 KV Isalnita
- Proiectul tehnic va include arhitectura sistemului, scheme de interconectare si de retea, tipul si denumirea echipamentelor iar sistemele proprii de achizitie date si telecomunicatii vor fi compatibile, corelate si integrate cu sistemele EMS/DMS SCADA ale OTS, care vor fi supuse avizarii in cadrul CTS ale OTS.
- Construirea si intretinerea caii de comunicatie intre utilizator si interfata CNTEE Transelectrica SA intra in sarcina utilizatorului.

NOTA:
1.Terminalele numerice de protecție care vor echipa celulele LES 220 kV corespondente / existente din stația 220 kV IS Isalnita si statia 220/110KV Isalnita vor respecta cerințele „NTE 011/12/00 − Norma tehnică pentru proiectarea circuitelor secundare ale stațiilor electrice”. Suplimentar în stația 220/110 kV Isalnita pentru proiectarea schemelor de circuite secundare și terminale numerice de protecție se va respecta NTI-TEL-S-003-2009-01 care prevede terminale numerice de protecție redundante.
2. Toate cerințele pentru celula nouă de racordare a IS Isalnita vor fi prevăzute într-o tema de proiectare elaborată de proiectantul desemnat, dupa modelul disponibil al OTS si va fi supusa avizarii in comisia CTE a acestuia
3. Contorul de balanta se va monta si integra in sistemul existent de masurare a energiei electrice pentru balanta (SCLEB) din statia Isalnita prin grija investitorului.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Lucrari pe fonduri beneficiar

• Montarea unui cablu LES 220kV, de tip monopolar cu izolație din polietilenă reticulată, cu secțiunea suficientă pentru transportul a 150,775 MW ce va racorda stația proiectata IS Isalnita 33 / 220 kV. Lungimea cablului de 220 kV este de aproximativ 700 metri.

- Pozarea pe traseul cablului de 220 kV a unui cablu de fibra optica
- Sistemul de protecții va fi de tip diferențiala de linie cu 2 capete, terminalele respective vor include protecții de distanță, protecții maximale de curent și tensiune, protecții homopolare de curent
- Terminalele numerice de protecție din noua celulă comună de Trafo+LES 220 kV proiectată din stația 220 kV IS Isalnita vor avea incluse, printre altele, următoarele funcții de protecție de antiinsularizare: funcția de protecție de maximă tensiune, funcția de protecție de maximă frecvență, funcția de protecție de minimă tensiune și funcția de protecție de minimă frecvență.

  NOTA 1: proiectantul va analiza în documentațiile viitoare posibilitatea utilizării a 2 canale de comunicație pentru terminalele numerice de protecție care au inclusă funcția de protecție diferențială longitudinală, astfel încât să se utilizeze 2 căi diferite de fibră optică și să evităm trecerea prin zero cu stația 220/33 kV IS Isalnita, în scenariul declanșărilor neselective determinate de indisponibilitatea singurei fibre optice

  2. Transformatoarele de curent vor avea acelasi raport de transformare cu cele din celula 220 kV IS Isalnita din Statia 220/110 kV Isalnita

- **Punctul de racordare** al noii instalatii de stocare la SEN este celula nouă LES 220 kV IS_Isalnita din stația 220/110 kV Isalnita.

- **Punctul de delimitare**

Punctul de delimitare al IS Isalnita il reprezinta clemele cap terminal cablu 220kV din celula noua proiectata IS Isalnita din Stația 220/110 KV Isalnita.

- **Punctul de masurare** a energiei electrice

Punctul de măsurare este în celula LES 220 kV IS Isalnita din stația 220/110 kV Isalnita.

Grupul de măsurare nou va avea următoarele componente:

• In conformitate cu art. 39 din codul de măsurare a energiei electrice se va utiliza un Contor electronic multitarif trifazat de energie electrică pentru energia activă clasa 0,2% și clasa 1% pentru energia reactivă consumată și debitată, cu posibilitatea înregistrării puterii maxime, cu curbă de sarcină, cu interfață de comunicație la distanță și modem de comunicație în vederea integrării în sistemul de telecitire, cu 3 echipaje, cu clasă de precizie 0,2 indirect, Ib = 5 A, Un=3x57,7 V; . Contorul va avea buletin de verificare metrologica si va respecta NTI-TEL-M-004-2016-00.

• 3 TC de înaltă tensiune cu raport 800A/1/1/1/1/1A, si clasa de precizie 0,2S pentru înfășurările de măsura

• 3 TT de înaltă tensiune cu 220/√3, 0,1/√3 kV clasa de precizie 0,2.

• Se va prevedea si un Analizor de măsura a calității energiei electrice de clasa A certificate PSL conform cu Standardul SR EN 61000-3-40, editia in vigoare, si norma tehnica interna Transelectrica NTI-TEL-M-005-2018 – Specificatie tehnica pentru

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

analizor stationar de calitate a energiei electrice, prevazute cu sistem GPS propriu care sa asigure incertitudinea de masurare a timpului de maxim ± 20 ms. Analizorul de calitate se va monta in celula de masura a IS Isalnita, din statia 220/110KV Isalnita pe infasurarile 2 ale TC, respectiv TT. Analizorul va fi montat cu posibilitatea accesarii si transmiterii datelor la distanta si va fi integrat in sistemul de monitorizare a calitatii energiei electrice al Transelectrica (SMCENEL). Integrarea in SMCENEL este in sarcina investitorului, fara costuri suplimentare din partea CNTEE Transelectrica SA.

NOTA 1. CNTEE Transelectrica va pune la dispozitie contorul de decontare a energiei electrice, iar lucrarile necesare pentru montarea /integrarea acestuia in sistemul SCMPA OMEPA se va realiza prin grija investitorului. Se vor respecta cerintele NTI-TEL-M-003-2018-01 " Specificatie tehnica pentru contorul de energie electrica de decontare„

- **Punctul de interfata**

Punctul de interfață al IS Isalnita cu rețeaua electrică este la nivelul barei de 33 kV din instalatia beneficiarului.

REGIMUL JURIDIC
Tarif de racordare: Nu este cazul

Fonduri utilizator: Se va ocupa definitiv o suprafata de cca 100 mp cu uz si servitute din teren proprietate OTS,cca150 m drum de exploatare si cca 50 mp proprietate privata.

Nota 2. Pentru utilizarea amprizei si a zonei de siguranta a drumului european E 70 Craiova-Timisoara in zona localitatii Isalnita judetul Dolj. si pentru amplasarea supraterana /subterana a LES 220 KV se va lua acceptul administratoruliui drumului.
Acceptul administratorului drumului public comportă două faze:
– acordul prealabil - care se obține la faza de proiectare;
– autorizația de amplasare și/sau de acces în zona drumului public - care se obține înainte de începerea lucrărilor în zona drumului, fiind sigurul document emis de administratorul drumului, în baza căruia se poate emite autorizația de construire.
1.8.2. Competența de avizare, respectiv de emitere a acceptului administratorului drumurilor naționale, precum și conținutul documentațiilor în baza cărora se emite acceptul sunt stabilite prin ordin al ministrului transporturilor.
1.8.3. Soluțiile de realizare a lucrărilor, stabilite prin acordul prealabil și prin autorizația de amplasare și/sau de acces în zona drumului public, rămân obligatorii pe toată durata de valabilitate a documentelor în cauză sau până la retragerea administrativă a acestora, precum și până la modificarea soluțiilor prin emiterea unor noi documente.
1.9.1. Acordul prealabil și autorizația de amplasare și/sau de acces în zona drumului se emit pentru o anumită funcție și/sau destinație a obiectivului. Schimbarea funcției și/sau a destinației obiectivului, de către titularul acordului prealabil sau al autorizației de amplasare și/sau de acces, se realizează numai cu acceptul administratorului drumului public, conform prevederilor pct. 1.8.1. din prezenta normă tehnică.
1.9.2. Pentru amplasarea și accesul în zona drumului, beneficiarul are obligația încheierii cu administratorul drumului public a contractului pentru utilizare și acces în zona drumului public și plata tarifelor corespunzătoare, în conformitate cu prevederile

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Ordonanței Guvernului nr. 43/1997 privind regimul drumurilor, republicată, cu modificările și completările ulterioare.
1.9.3. Contractul pentru utilizare și acces în zona drumului public se încheie după emiterea autorizației de amplasare și/sau de acces, cel târziu la momentul eliberării acesteia beneficiarului. Autorizația se consideră eliberată în momentul înmânării/comunicării acesteia beneficiarului.
1.9.4. Schimbarea beneficiarului proiectului tehnic și/sau a proprietarului obiectivului nu presupune obligația obținerii unui nou acord prealabil și/sau a unei noi autorizații de amplasare și/sau de acces. Noul beneficiar/proprietar al obiectivului are obligația informării administratorului drumului public și prezentării documentelor/înscrisurilor legale pentru preluarea obiectivului și a obligațiilor ce îi revin conform condițiilor impuse în acordul prealabil și autorizația de amplasare și/sau de acces la drumul public.
1.9.5. Când elementele constructive ale drumului public și siguranța circulației sunt afectate de distrugerea ori degradarea accidentală a construcțiilor și instalațiilor existente în zona acestuia, proprietarul/administratorul construcțiilor sau instalațiilor respective va începe lucrările de intervenție fără întârziere, cu asigurarea semnalizării rutiere temporare, conform reglementărilor în vigoare. Înainte de începerea lucrărilor de intervenție, beneficiarul va informa în scris administratorul de drum și poliția rutieră. Beneficiarul are obligația aducerii zonei drumului la starea inițială, pe cheltuiala sa, cu respectarea condițiilor de calitate impuse de către administratorul de drum, prin reglementările în vigoare. Ord 1835/2017 -Norma tehnica - Conditii de amplasare a unor obiective in zona drumului public

2. Pentru efectuarea lucrarilor aprobate de administratorul drumului se aplica tarife pentru utilizarea si accesul in zona drumului national.

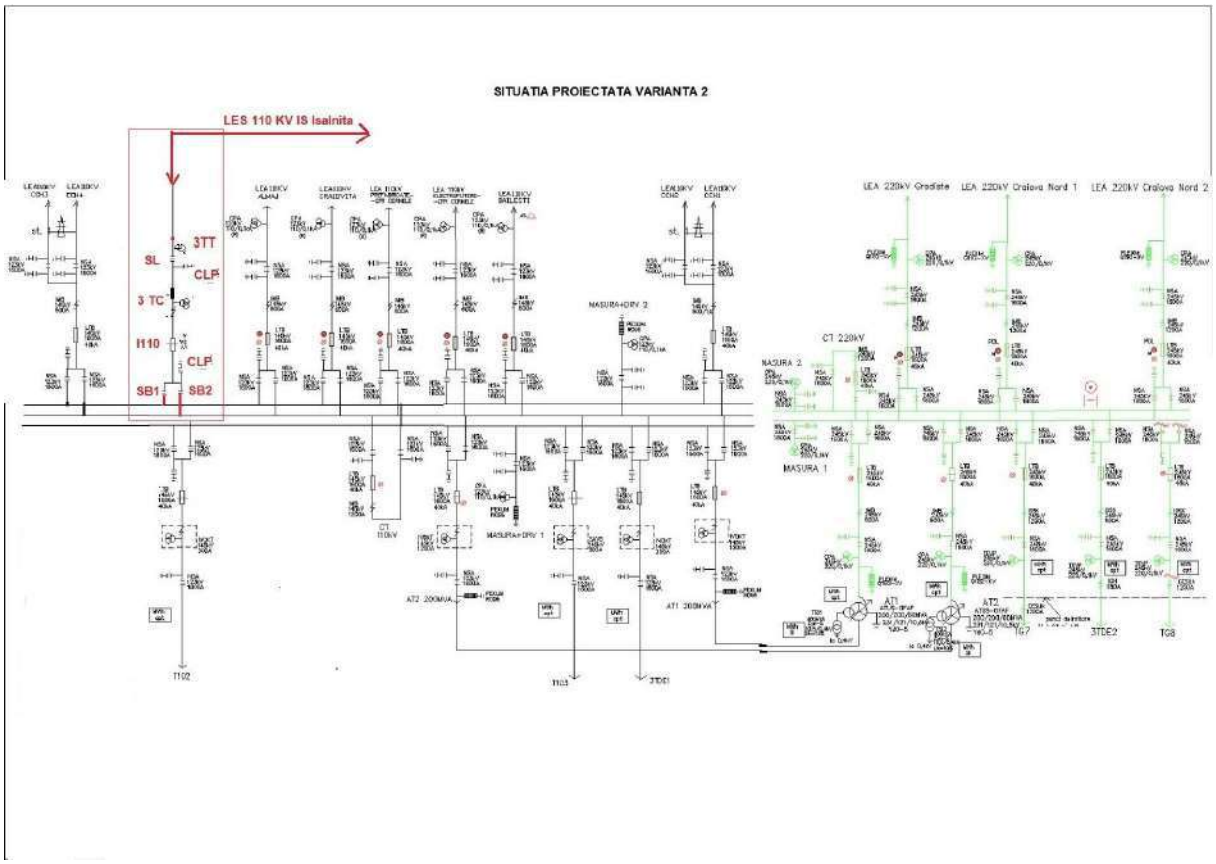
3. Avizul CFR pentru subtraversarea caii ferate Craiova Timisoara va fi emis in conformitate cu Dispozitia Directorului General nr.253/18.10.22022.

4. Pentru subtraversarea liniei de tramvai se va lua acceptul administratorului si lucrarea va fi autorizata de acesta.

2.2. Varianta 2 de racordare

Racordarea IS Isalnita cu puterea instalata 150,775 MW se va realiza printr-un LES 110 kV nou proiectat in lungime de cca 1000 m montat intre statia 110 kV IS Isalnita 150,775 MW (nou proiectata) si statia 220/110 kV Isalnita.
LES 110kV se va racorda in barele110 kV Isalnita prin montarea unei celule de 110 KV, nou proiectata, in spatiul liber situat intre celula 110 kV Almaj si Celula 110 kV CCH 4.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio



Varianta 2 de racordare IS

- **Lucrari pe tarif de racordare**:

- Se va monta celula 110 kV la Bara 1 si 2 din statia 220/110 kV Isalnita echipata cu:
- Intrerupator I 110 kV =1 bucata
- Transformatori de curent 110 kV 1200 A/1/1/1/1/1 A clasa 0,2 s = 3 buc
- Transformatori de tensiune 110 kV /V3,0,1/V3 kV clasa 0,2 =3 buc
- Ansamblu separator tripolar de linie 110 kV echipat cu 2 CLP = 1 buc
- Ansamblu separator de bara 110 kV echipat cu un CLP = 1 buc
- Ansamblu separator de bara 110 kV fara CLP = 1 buc
- Descarcatori 110 kV = 3 buc
- Container nou complet echipat pentru circuite secundare care sa contina:
  - Dulap de alimentare/distributie SI c.a. – 1 buc.
  - Dulap de alimentare/distributie SI c.c. – 1 buc.
  - Dulap de comanda, control, protectie, compatibil cu cele existente in statia 110 kV Isalnita, continand TNCC, TNP diferentiala grupa 1, TNP diferentiala grupa 2 si TNP PDB +DRRI.

- Lucrari pentru racordarea protectiei diferentiale

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Stabilirea legaturii intre terminalele numerice din cele 2 capete ale LES legate intre ele prin fibra optica dedicate
- Pentru actionare este necesar sa se stabileasca pentru toti curentii din schema sensuri pozitive conventionale asigurand astfel in releu un curent egal cu suma fazoriala a curentilor din secundarul TC din cele 2 capete ale LES
- Se vor executa lucrari pentru alimentarea dulapului cu curent operativ continuu pentru comanda si semnalizare de 220 Vcc
- Se vor executa lucrari pentru alimentarea dulapului cu servicii interne de ca de 400Vca
- Se vor executa lucrari de adaptare /inlocuire circuite secundare existente
- Integrarea dispozitivelor montate la cele 2 capete ale LES in reteaua de comunicatie(fibra optica)
- Configurarea domeniului de aplicare al functiilor protectiei diferentiale
- Setarea protectiei diferentiale
- Lucrari pentru integrarea in SCADA
- Teste si verificari pentru PIF

- Echiparea și integrarea celulei noi 110 kV în sistemele de protecții, comandă și control ale stației 220/110 kV Isalnita Proiectarea și realizarea va fi în conformitate cu NTI-TEL-S-003-2009-01. De asemenea se vor efectua modificări în sistemul SCADA CTSI și în sistemul EMS SCADA Isalnita
- Se va extinde sistemul local de contorizare de balanța existent in stația 110 kV Isalnita cu un contor aferent noii celule de racord 110 KV. Contorul va fi integrat software și hardware în sistemul de contorizare de balanța existent în stația de 110 KV. Contorul de balanță va avea buletin de verificare metrologica și va respecta NTI-TEL-M-004-2016-00. Contorul va fi montat de catre operatorul de distributie/masurare. Devizul aferent acestei lucrari este anexat prezentei documentatii;
- Extinderea sistemului PDB și DRRI cu un nou terminal identic cu cele existente. Acest terminal va fi integrat software și hardware în sistemul PDB și DRRI existent în stație.
- Sistemul de protecții va fi de tip diferențiala de linie cu 2 capete, terminalele respective vor include protecții de distanță, protecții maximale de curent și tensiune, protecții homopolare de curent.
- Se va prevedea un sistem de monitorizare a calității energiei electrice ce va fi integrat software și hardware in sistemul existent in stație.
- Lucrari de adaptare /inlocuire circuite secundare existente, parametrizare si integrare in SCADA , probe tehnice si PIF
- Gestionarul instalatiei de stocare IS Isalnita va reveni in fazele urmatoare de proiectare (CS, PT, DE) in capitolul dedicat solutiilor tehnice de telecomunicatii cu detalii privind asigurarea cailor de comunicatii principala si rezerva pentru transmiterea informatiilor de tip voce/date/EMS/DMS SCADA pana la interfata cu OTS, solicitate si agreate astfel incat sa fie ulterior posibila operarea in siguranta a retelei de transport si a pietei de energie.
- In cazul in care statia 220/110 kV Isalnita nu exista porturi disponibile si in plus nu mai exista posibilitatea upgradarii echipamentelor existente, se vor prevedea echipamente noi, total compatibile cu echipamentele de transmisiuni

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

existente (inclusiv licentele) din locatia Transelectrica. Completarea cu dotarea hardware si software si module/interfete de completare necesare integrarii se va stabili la fata locului in statia 220/110 KV Isalnita si se va aviza in CTA sucursala Craiova, datele necesare pentru CS si PT, inclusiv proiectul de instalare a fibrei optice pe teritoriul statiei 220/110 KV Isalnita.

- Proiectul tehnic va include arhitectura sistemului, scheme de interconectare si de retea, tipul si denumirea echipamentelor iar sistemele proprii de achizitie date si telecomunicatii vor fi compatibile, corelate si integrate cu sistemele EMS/DMS SCADA ale OTS, care vor fi supuse avizarii in cadrul CTS ale OTS.
- Construirea si intretinerea caii de comunicatie intre utilizator si interfata CNTEE Transelectrica SA intra in sarcina utilizatorului.
-

NOTA:

1.Terminalele numerice de protecție care vor echipa celulele LES 110 kV corespondente / existente din stația 220 kV IS Isalnita si statia 200/110KV Isalnita vor respecta cerințele „NTE 011/12/00 − Norma tehnică pentru proiectarea circuitelor secundare ale stațiilor electrice". Suplimentar în stația 220/110 kV Isalnita pentru proiectarea schemelor de circuite secundare și terminale numerice de protecție se va respecta NTI-TEL-S-003-2009-01 care prevede terminale numerice de protecție redundante.

2. Toate cerințele pentru celula nouă de racordare a IS Isalnita vor fi prevăzute într-o tema de proiectare elaborată de proiectantul desemnat, dupa modelul disponibil al OTS si va fi supusa avizarii in comisia CTE a acestuia.

3. Contorul de balanta se va monta si integra in sistemul existent de masurare a energiei electrice pentru balanta (SCLEB) din statia Isalnita prin grija investitorului.

➢ **Lucrari pe fonduri beneficiar**

- Montarea unui cablu LES 110kV , de tip monopolar cu izolație din polietilenă reticulată, cu secțiunea suficientă pentru transportul a 150,775 MW ce va racorda stația proiectata IS Isalnita 33 / 110 kV. Lungimea cablului de 110 kV este de aproximativ 1000 metri.

- Pozarea pe traseul cablului de 110 KV a unui cablu de fibra optica
- Sistemul de protecții va fi de tip diferențiala de linie cu 2 capete, terminalele respective vor include protecții de distanță, protecții maximale de curent și tensiune, protecții homopolare de curent
- Terminalele numerice de protecție din noua celulă comună de Trafo+LES 110 kV proiectată din stația 110 kV IS Isalnita vor avea incluse, printre altele, următoarele funcții de protecție de antiinsularizare: funcția de protecție de maximă tensiune, funcția de protecție de maximă frecvență, funcția de protecție de minimă tensiune și funcția de protecție de minimă frecvență.

NOTA 1: proiectantul va analiza în documentațiile viitoare posibilitatea utilizării a 2 canale de comunicație pentru terminalele numerice de protecție care au inclusă funcția de protecție diferențială longitudinală, astfel încât să se utilizeze 2 căi diferite de fibră optică și să evităm trecerea prin zero cu stația 110/33 kV IS Isalnita, în scenariul declanșărilor neselective determinate de indisponibilitatea singurei fibre optice

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

2. Transformatoarele de curent vor avea acelasi raport de transformare cu cele din celula 110 KV IS Isalnita din Statia 220 /110 KV Isalnita

- **Punctul de racordare** al noii instalatii de stocare la SEN este celula nouă LES 110 kV IS_Isalnita din stația 220/110 kV Isalnita.

- **Punctul de delimitare**

Punctul de delimitare al IS Isalnita il reprezinta clemele cap terminal cablu 110 kV din celula noua proiectata IS Isalnita din Stația 220/110 KV Isalnita.

- **Punctul de masurare** a energiei electrice

In partea de 110 kV a Statiei 220/110 kV Isalnita operatorul de masurare a energiei electrice pentru decontare este Distributie Energie Oltenia.
Punctul de măsurare a energiei electrice pentru decontare este în celula LES 110 kV **IS Isalnita** din stația 220/110 kV Isalnita.
Grupul de măsurare a energiei electrice consumate/debitate va avea următoarele componente:
• In conformitate cu art. 39 din codul de măsurare a energiei electrice se va utiliza un Contor electronic multitarif trifazat de energie electrică pentru energia activă clasa 0,2% și clasa 1% pentru energia reactivă consumată și debitată, cu posibilitatea înregistrării puterii maxime, cu curbă de sarcină, cu interfață de comunicație la distanță și modem de comunicație în vederea integrării în sistemul de telecitire, cu 3 echipaje, cu clasă de precizie 0,2 indirect, Ib = 5 A, Un=3x57,7 V;
• 3 TC de înaltă tensiune cu raport 1200A/1/1/1/1/1A, si clasa de precizie 0,2S pentru înfășurările de măsura;
• 3 TT de înaltă tensiune cu 110/√3, 0,1/√3 kV clasa de precizie 0,2.
NOTA.1 Distributie Energie Oltenia (OM) va pune la dispozitie contorul de decontare a energiei electrice, iar lucrarile necesare pentru montarea /integrarea acestuia in sistemul de contorizare al Distributie Energie Oltenia se va realiza prin grija investitorului.
Contorul pentru decontare va respecta prevederile Ord ANRE 103/2015.
Măsurarea energiei electrice se face în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 62/2020, cu modificările și completările ulterioare şi cu cerinţele Codului de Măsurare a energiei electrice

• Se va prevedea si un Analizor de măsura a calității energiei electrice de clasa A certificate PSL conform cu Standardul SR EN 61000-3-40, editia in vigoare si politicile tehnice DEO, prevazut cu sistem GPS propriu care sa asigure incertitudinea de masurare a timpului de maxim ± 20 ms. Analizorul de calitate se va monta in celula de masura pentru decontare a IS Isalnita, din statia Isalnita pe infasurarile 2 ale TC, respectiv TT. Analizorul va fi montat cu posibilitatea accesarii si transmiterii datelor la distanta si va fi integrat in sistemul de monitorizare a calitatii energiei electrice al DEO. Integrarea in Sistemul software de analiza si descarcare automata al DEO este in sarcina investitorului, fara costuri suplimentare din partea DEO.

- **Punctul de interfață** al IS Isalnita cu rețeaua electrică este la nivelul barei de 33 kV din instalatia beneficiarului.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

REGIMUL JURIDIC
Tarif de racordare : Nu este cazul

Fonduri utilizator: Se va ocupa definitiv o suprafata de cca 100 mp cu uz si servitute din teren proprietate OTS ,350 m drum de exploatare si 75 mp proprietate privata.

Nota:
1. Pentru utilizarea amprizei si a zonei de siguranta a drumului european E 70 Craiova -Timisoara in zona localitatii Isalnita judetul Dolj si pentru amplasarea supraterana /subterana a LES 220 kV se va lua acceptul administratoruliui drumului.
Acceptul administratorului drumului public comportă două faze:
– acordul prealabil - care se obține la faza de proiectare;
– autorizația de amplasare și/sau de acces în zona drumului public - care se obține înainte de începerea lucrărilor în zona drumului, fiind sigurul document emis de administratorul drumului, în baza căruia se poate emite autorizația de construire.
1.8.2. Competența de avizare, respectiv de emitere a acceptului administratorului drumurilor naționale, precum și conținutul documentațiilor în baza cărora se emite acceptul sunt stabilite prin ordin al ministrului transporturilor.
1.8.3. Soluțiile de realizare a lucrărilor, stabilite prin acordul prealabil și prin autorizația de amplasare și/sau de acces în zona drumului public, rămân obligatorii pe toată durata de valabilitate a documentelor în cauză sau până la retragerea administrativă a acestora, precum și până la modificarea soluțiilor prin emiterea unor noi documente.
1.9.1. Acordul prealabil și autorizația de amplasare și/sau de acces în zona drumului se emit pentru o anumită funcție și/sau destinație a obiectivului. Schimbarea funcției și/sau a destinației obiectivului, de către titularul acordului prealabil sau al autorizației de amplasare și/sau de acces, se realizează numai cu acceptul administratorului drumului public, conform prevederilor pct. 1.8.1. din prezenta normă tehnică.
1.9.2. Pentru amplasarea și accesul în zona drumului, beneficiarul are obligația încheierii cu administratorul drumului public a contractului pentru utilizare și acces în zona drumului public și plata tarifelor corespunzătoare, în conformitate cu prevederile Ordonanței Guvernului nr. 43/1997 privind regimul drumurilor, republicată, cu modificările și completările ulterioare.
1.9.3. Contractul pentru utilizare și acces în zona drumului public se încheie după emiterea autorizației de amplasare și/sau de acces, cel târziu la momentul eliberării acesteia beneficiarului. Autorizația se consideră eliberată în momentul înmânării/comunicării acesteia beneficiarului.
1.9.4. Schimbarea beneficiarului proiectului tehnic și/sau a proprietarului obiectivului nu presupune obligația obținerii unui nou acord prealabil și/sau a unei noi autorizații de amplasare și/sau de acces. Noul beneficiar/proprietar al obiectivului are obligația informării administratorului drumului public și prezentării documentelor/înscrisurilor legale pentru preluarea obiectivului și a obligațiilor ce îi revin conform condițiilor impuse în acordul prealabil și autorizația de amplasare și/sau de acces la drumul public.
1.9.5. Când elementele constructive ale drumului public și siguranța circulației sunt afectate de distrugerea ori degradarea accidentală a construcțiilor și instalațiilor existente în zona acestuia, proprietarul/administratorul construcțiilor sau instalațiilor respective va începe lucrările de intervenție fără întârziere, cu asigurarea

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

semnalizării rutiere temporare, conform reglementărilor în vigoare. Înainte de începerea lucrărilor de intervenție, beneficiarul va informa în scris administratorul de drum și poliția rutieră. Beneficiarul are obligația aducerii zonei drumului la starea inițială, pe cheltuiala sa, cu respectarea condițiilor de calitate impuse de către administratorul de drum, prin reglementările în vigoare. (Ord 1835/2017 - Norma tehnica - Conditii de amplasare a unor obiective in zona drumului public).

2. Pentru efectuarea lucrarilor aprobate de administratorul drumului se aplica tarife pentru utilizarea si accesul in zona drumului national.

3. Avizul CFR pentru subtraversarea caii ferate Craiova Timisoara va fi emis in conformitate cu Dispozitia Directorului General nr.253/18.10.22022.

4. Pentru subtraversarea liniei de tramvai se va lua acceptul administratorului si lucrarea va fi autorizata de acesta.

2.3. Varianta 3 de de racordare - limitare operationala aplicata Variantei 1

In conformitate cu Ord 81/ANRE clientul solicita si isi asuma decontectarea centralei in contingentele aparute la (N-1) elemente.
Logica de functionare a automaticii este prezentata in anexe – Solutia verde

2.4. Varianta 4 de de racordare - limitare operationala aplicata Variantei 2

In conformitate cu Ord 81/ANRE clientul solicita si isi asuma deconectarea centralei in contingentele aparute la (N-1) elemente.
Logica de functionare a automaticii este prezentata in anexe – Solutia verde

3. Analiza cerințelor de monitorizare și reglaj, inclusiv interfața noii surse cu sistemul SCADA și de telecomunicații

Având în vedere prevederile art. 5 și art. 7 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, ANRE a emis Ordinul nr. 79 din 16.11.2016 „Ordin pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice”, normă care a intrat în vigoare. AISt ordin prevede următoarea clasificare a unităților generatoare și a centralelor electrice:
Tabelul 25. Clasificarea unităților generatoare și a centralelor electrice Categoria semnificativă Tensiunea punctului de racordare U (kV) și puterea instalată P (kW, MW) a unității generatoare / centralei electrice

Categoria semnificativă	Tensiunea punctului de racordare U (kV) şi puterea instalată P (kW, MW) a unităţii generatoare / centralei electrice
Categoria A	U < 220kV şi 0.8 kW ≤ P < 1 MW
Categoria B	U < 220kV şi 1 MW ≤ P < 5 MW
Categoria C	U < 220kV şi 5 MW ≤ P < 20 MW
Categoria D	U ≥ 220kV şi P ≥ 20 MW sau U ≥ 220kV şi P < 20 MW sau

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

	U < 220kV şi P ≥ 20 MW

Conform altui ordin, Instalatia de stocare Isalnita cu P = 150,775 MW se încadrează în categoria D de grupuri generatoare. Având în vedere prevederile art. 7 alin. (4) din Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, ANRE a emis Ordinul nr. 3 pentru aprobarea “Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalațiile de stocare a energiei electrice și procedura de notificare pentru racordarea instalațiilor de stocare a energiei electrice”, normă care a intrat în vigoare în 18 ianuarie 2023. Această normă conține cerințe pentru IS referitoare la:

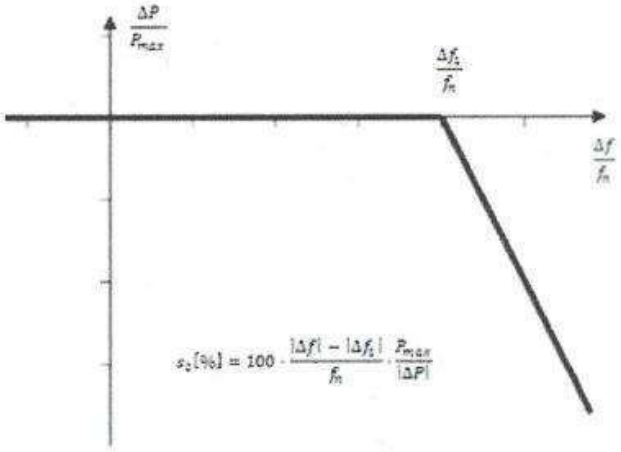
• stabilitatea de frecvență (Tabelul 26 - tabelul 1 din normă);

Tabelul 1D. *Durata minimă în care o centrală formată din module generatoare, de categorie D trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală*

Domeniul de frecvențe	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Tabelul 26. Durata minimă în care IS trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea pentru frecvențe care se abat de la valoarea nominală Domeniul de frecvențe Durata de funcționare 47.5 Hz – 48.5 Hz Minimum 30 de minute 48.5 Hz – 49.0 Hz Minimum 30 de minute 49.0 Hz – 51.0 Hz Nelimitat 51.0 Hz – 51.5 Hz 30 de minute Racordarea la SEN a Parcului de Stocare Cetate - Studiu de soluție - Analiza de sistem 69

• răspuns la creșterile de frecvență (RFA-CR) – (Figura 20 - fig. 1 din normă);



Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Figura 20. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru IS funcționând în regim de producere de energie electrică

• capacitatea de a menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență;
• răspuns la scăderile de frecvență (RFA-SC) – (Figura 21 - fig. 5 din normă);

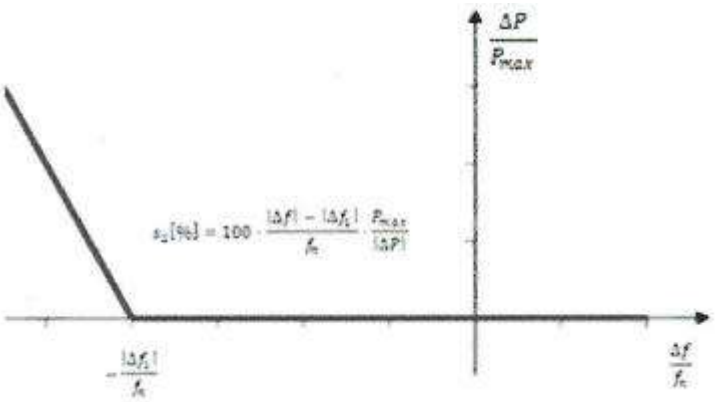
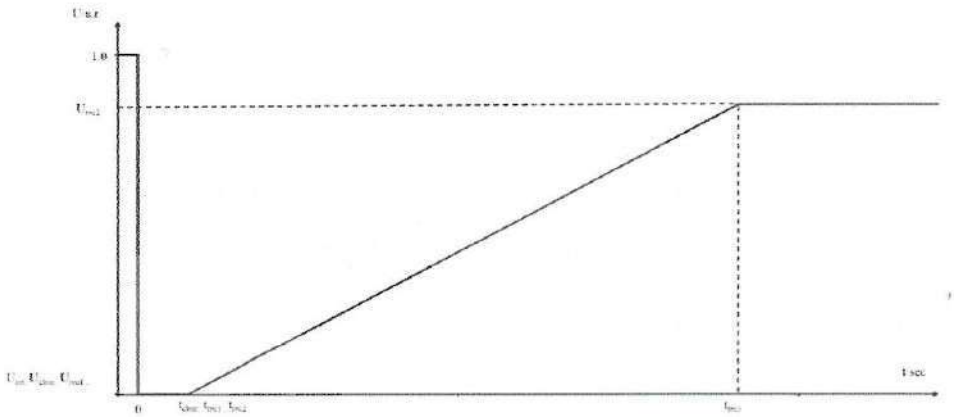


Figura 21. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-SC pentru IS funcționând în regim de producere de energie electrică
• IS de categoria C și D trebuie să îndeplinească în mod cumulativ cerințe suplimentare (art. 17);
• stabilitatea în funcționare:
▪ trecerea peste defect în cazul defectelor simetrice (Figura 22 - fig. 4 din normă);



22. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a IS de categorie D
▪ trecerea peste defect în cazul defectelor asimetrice;
▪ revenirea puterii active după eliminarea defectului la valoarea dinainte de defect;
▪ menținerea funcționării stabile în orice punct al diagramei de capabilitate P-Q în cazul oscilațiilor de putere;

▪ IS trebuie să rămână conectata la rețea fără a reduce puterea, atâta timp cât f și U se încadrează în limite;
• cerințe generale de operare ale sistemului:

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

▪ scheme de control și automatizare: coordonate și convenite între OTS, operatorul de rețea și gestionarul IS;

▪ cerințe privind schemele de protecție electrică și setările aferente; ▪ cerințe privind schimbul de informații;

▪ posibilitatea IS să se deconecteze de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare;

▪ cerințe privind dispozitivele de măsură și control: sunt neceare dispozitive care să asigure înregistrarea următorilor parametri:

- tensiunile de pe toate cele trei faze;
- curentul pe fiecare fază;
- puterea activă pe toate cele trei faze;
- puterea reactivă pe toate cele trei faze;
- frecvența;

▪ cerințe referitoare la modelele de simulare ale funcționării IS cu caracter generator;

▪ montarea de dispozitive pentru operarea sistemului și a dispozitivelor pentru siguranța în funcționare a sistemului;

▪ limite maxime și minime pentru viteza de variație a puterii active;

▪ legarea la pământ a punctului neutru pe partea spre rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile ORR;

• stabilitatea de tensiune: domenii de tensiune convenite între ORR și gestionarul modulului generator în coordonare cu OTS;

• în regim normal de funcționare al rețelei, IS nu trebuie să producă în punctul de racordare / delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de ±5% din tensiunea nominală a rețelei la care este racordat;

• IS trebuie să asigure în punctul de racordare / delimitare, după caz, calitatea energiei electrice în conformitate cu standardele în vigoare.

În conformitate cu prevederile Regulamentului de Conducere prin Dispecer [3]:

• Din punct de vedere al subordonării operative, IS va funcționa în autoritatea de decizie a DEC, iar instalațiile de racordare la rețea sunt în autoritatea de decizie, în competența și comanda operativă a DET.

• Producătorul trebuie să asigure, la performanțele cerute de CNTEE Transelectrica S.A., căi de comunicație cu rezervare, de regulă calea principală fiind asigurată prin suport de fibră optică, de la instalațiile de monitorizare și instalațiile de reglaj secundar ale IS până la interfața cu CNTEE Transelectrica S.A. aflată într-o amplasare acceptată de aceasta. Construirea și întreținerea căii de comunicație între utilizator și interfața CNTEE Transelectrica S.A. este în sarcina utilizatorului.

• Pentru integrarea în conducerea operativă a instalațiilor de racordare la SEN, precum și a grupurilor generatoare se vor prevedea sisteme de comandă – control și căile de transmitere a datelor pentru teleconducerea stațiilor.

Se vor transmite în timp real informații de stare (stare protecții, automatizări, poziția echipamentelor de comutație), preventive, de avarie (demarajele și semnalizările de funcționare ale tuturor protecțiilor și automatizărilor).

Pentru participarea la piața de energie electrică trebuie prevăzută măsurarea și teletransmiterea către operatorul de măsurare asignat, a contorizărilor de energie activă și reactivă (în ambele sensuri) în punctele de delimitare a instalațiilor. În această etapă, orar (IBD) dar cu perspectiva la 15 minute.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

IS trebuie să asigure interfața necesară cu operatorul de sistem și cel al piețelor de energie electrică pentru a primi eventuale valori de consemn pentru U, P, Q și f.
Conform Ordinului ANRE nr. 233/2019 privind aprobarea „Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi", secțiunea a 2-a, Art. 7 alin. (1), gestionarul Parc Stocare Isalnita cu P = 150,775 MW va furniza atât la OTS, cât și la OD la care are punctul de racordare, în timp real, următoarele date:

a) poziția aparatajului de comutație în punctul de racordare sau într-un alt punct convenit cu OTS,

b) puterea activă și reactivă în punctul de racordare sau într-un alt punct convenit cu OTS, .

c) puterea activă și reactivă netă, tensiunea, curentul și frecventa în cazul instalațiilor de producere a energiei electrice cu alt consum decât cel al serviciilor proprii.

Conform aceluiași ordin ANRE nr. 233/2019, secțiunea a 2-a, Art. 7 alin. (3), redundanța căilor de comunicație pentru transmiterea datelor de la unitățile generatoare prevăzute la alin. (1) este asigurată conform prevederilor Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 688 și 688 bis din 24 august 2017, cu modificările și completările ulterioare, și ale Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 3/2023 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalațiile de stocare a energiei electrice și procedura de notificare pentru racordarea instalațiilor de stocare a energiei electrice, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 53 din 19 ianuarie 2023. Cu cel puțin 6 luni înainte de data preconizată de punere în funcțiune, este necesar ca gestionarul / gestionarii IS să depună întreaga documentație tehnică la CNTEE Transelectrica SA – UNO – DEN, în conformitate cu termenele și cerințele stipulate în Ordinul ANRE nr. 51/2019, pentru centralele formate din module generatoare de categorie D.

Se vor respecta, conform normelor în vigoare și vor fi detaliate la fazele următoare de proiectare:

- cerințele de monitorizare și de reglaj, inclusiv interfața cu sistemele informatice de monitorizare, comandă și achiziție de date (SCADA) și de telecomunicații;
- cerințele privind protecțiile și automatizările la punctul de racordare, punctul de delimitare a instalațiilor și la punctul de interfață din rețeaua utilizatorului;
- cerințele pentru echipamentele principale de măsurare, control, protecție și automatizare din instalațiile utilizatorului.

➢ După cum a fost menționat punctul de interfață al IS Isalnita cu rețeaua electrică este la nivelul barei de 33 kV din instalatia beneficiarului.

4. Principalii indicatori tehnico economici ai investitiei

4.1. **Calcularea componentei Tr – varianta 1**

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Componenta Tr a Tarifului de racordare reprezintă valoarea lucrărilor corespunzătoare realizării instalației de racordare, respectiv a instalațiilor dintre punctul de racordare la rețea și punctul de delimitare între instalațiile Operatorului de rețea și instalațiile Beneficiarului (Utilizatorului).

Așa cum este stipulat în Regulamentul de racordare la rețeaua de interes public, aprobat cu Ord. 59/2013 actualizat, echipamentele electrice instalate între punctul de racordare și punctul de delimitare a instalațiilor între Operatorul de rețea și Beneficiar (Utilizator) vor trece în gestiunea Operatorului de rețea, constituind componenta Tr a tarifului de racordare, iar restul echipamentelor vor fi în gestiunea Beneficiarului (Utilizatorului).

4.1.1 **Tariful de racordare – Varianta 1**

TABELUL 1

Tarif de racordare

	Valoare fara TVA(lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	5.129.964	6.104.657
Din care C+M	3.181.500	3.785.985

Din care : TR -Transelectrica

Tabelul 2

	Valoare fara TVA(lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	5.129.964	6.104.657
Din care C+M	3.181.500	3.785.985

Având în vedere posibile diferențe privind evoluția prețurile pentru realizarea lucrărilor pe tarif de racordare se va avea în vedere, prin grija utilizatorului, ca la încheierea contractului de racordare să obțină din piață o ofertă fermă privind valoarea lucrărilor pe tarif de racordare în concordanță cu prețurile actualizate ale pieței.
Durata de realizare a investiției (proiectare + execuție) – 24 luni, din care pentru execuție 6 luni.
Stabilirea tarifelor de racordare in conformitate cu ordinul ANRE nr. 11/2014 - Ordin pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public, modificat prin ordinal ANRE nr. 87/2014 - Ordin privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr.11/2014.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TR = 5.129.964 lei (fara TVA) – varianta 1

4.1.2. **Calculul tarifului de intarire**

4.1.2.1 Calcului tarifului de intarire pe indici

Valoarea componentei Ti a tarifului de racordare se determină conform art. 10 din „Metodologia pentru stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public", cu modificările si completările aprobate cu ordinul ANRE nr. 87/2014, care prevede :

Ti – Calcul pe indici reprezintă componenta tarifului de racordare corespunzătoare cotei de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate;
Ti= T(i) g + T(i)s
T(i)g – cota tarifului de racordare corespunzatoare cotei de participare la finantarea lucrarilor de intarire generale
T(i)s = cota tarifului de racordare corespunzatoare cotei de participare la finantarea lucrarilor de intarire specifice.

4.1.2.1.1. **Calcularea componentei T(i)g**

Valoarea componentei Ti a tarifului de racordare se determină conform art. 10 din „Metodologia pentru stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public", cu modificările si completările aprobate cu ordinul ANRE nr. 87/2014, care prevede:
Art. 10. - (1) Componenta T(i)g a tarifului de racordare este egală cu valoarea minimă dintre:
− valoarea (Ti)g a lucrărilor de întărire necesare pentru crearea condițiilor tehnice în vederea evacuării în rețea a puterii aprobate pentru locul de producere / locul de consum și de producere in cauză, stabilită pe baza de deviz general si
− valoarea T(i) g calcul stabilită cu următoarea relație: $(Ti)calcul = Sevacuare \cdot i$ (8)
unde:
S evacuare - puterea aprobată pentru evacuare in rețea la locul de producere sau la locul de consum și de producere respectiv [MVA];
i - tarif specific [lei/MVA].

TABELUL 3 - T(i)g deviz

Intariri reconductorari necesare (N-1)	KM	EURO	LEI
LEA 220 KV Slatina Gradiste	23,3	4.847.152	24.119.431
Instalare AT 3 400/220 KV in statia Slatina	1 buc	5.729.775	28.511.360
TOTAL		**10.576.927**	**52.630.791**

*NOTA **

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

1. Devizul general estimat pentru lucrarile de intarire ale LEA 220 KV Slatina Gradiste si Instalare AT 3 in statia 400 KV Gradiste se va actualiza prin grija beneficiarului (OTS) ori de cate ori este necesar, astfel:
- la data supunerii spre aprobare a PT CS pentru intarirea LEA 220 KV Slatina Gradiste si instalare AT 3 400/220 KV in statia 400/220 KV Slatina
- la data solicitarii autorizatiei de construire;
- la data organizarii procedurii de atribuire a contractului de achizitie publica pentru executarea lucrarilor de intarire.
2. Având în vedere posibile diferențe privind evoluția prețurilor pentru realizarea lucrărilor de intarire LEA 220 KV Slatina Gradiste si instalare AT 3 400/220 KV Slatina se va avea în vedere, prin grija beneficiarului (OTS), să obțină din piață o ofertă fermă privind valoarea lucrărilor de intarire în concordanță cu prețurile actualizate ale pieței.
3. Valoarea actualizata a devizului general estimat se va aproba de ordonatorul principal de credite.

4.1.2.2. **Calcului tarifului de intarire**

T(i)g deviz= 52.630.791lei (fara TVA) (Tabelul 3)

T(i)calcul=Sevac* ist 220/110 kV
unde,
ist 220/110 kV = 283.000 lei

Sevac = Pevac/cos φ unde cos φ=0,9

Ti calcul = 148,375/0,9 x 283.000 = 46.655.694,4 lei

T(i)g = min (T(i) deviz, T(i) calcul)

T(i) g = min (52.630.791; 46.655.694,4) = 46.655.694,4 lei

T(i)g = 46.655.694,4 lei fara TVA

Tariful de intarire specific rezultat din SS T(i)s = 0

T(i) = T(i)g +T(i)s = 46.655.694,4+0 = 46.655.694,4 lei

T(i) = 46.655.694,4 lei (fara TVA)

4.1.3. **Calculul componentei Tu**

Conform Art. 51, Secțiunea 7 a Ordinului ANRE nr. 11/2014, componenta Tu a tarifului de racordare este:
• componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații (Tu vdiu),

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

• verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare (Tucertif). Valoarea componentei corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a instalației este, conform deviz, în valoare de 15.210,96 Lei, fără TVA, pentru Varianta 1
Valoarea totală a Tu este:

Tu: 15.210,96 + 3580 = 18.790,96 lei (fără TVA)

4.1.4. Valoarea totala a tarifului de racordare – Varianta 1, stabilită conform reglementarilor in vigoare (Ordinul ANRE nr. 11/2014), este:

$T = Ti + Tr + Tu$ unde:

T= 46.655.694,4 + 5.129.964 + 18.790,96 = 51.804.448,96 lei fara TVA

T = 51.804.448,96 lei (fara TVA) - varianta 1

4.2. Calcularea componentei Tr – varianta 2

Componenta Tr a Tarifului de racordare reprezintă valoarea lucrărilor corespunzătoare realizării instalației de racordare, respectiv a instalațiilor dintre punctul de racordare la rețea și punctul de delimitare între instalațiile Operatorului de rețea și instalațiile Beneficiarului (Utilizatorului).

Așa cum este stipulat în Regulamentul de racordare la rețeaua de interes public, aprobat cu Ord. 59/2013 actualizat, echipamentele electrice instalate între punctul de racordare și punctul de delimitare a instalațiilor între Operatorul de rețea și Beneficiar (Utilizator) vor trece în gestiunea Operatorului de rețea, constituind componenta Tr a tarifului de racordare, iar restul echipamentelor vor fi în gestiunea Beneficiarului (Utilizatorului).

4.2.1. **Tariful de racordare – Varianta 2**

TABELUL 1
Tarif de racordare

	Valoare fara TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	3.257.120	3.875.972
Din care C+M	2.020.000	2.403.800

Din care : TR -Transelectrica

TABELUL 2

	Valoare fara TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	3.257.120	3.875.972
Din care C+M	2.020.000	2.403.800

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Având în vedere posibile diferențe privind evoluția prețurile pentru realizarea lucrărilor pe tarif de racordare se va avea în vedere, prin grija utilizatorului, ca la încheierea contractului de racordare să obțină din piață o ofertă fermă privind valoarea lucrărilor pe tarif de racordare în concordanță cu prețurile actualizate ale pieței.
Durata de realizare a investiției (proiectare + execuție) – 24 luni, din care pentru execuție 6 luni.
Stabilirea tarifelor de racordare in conformitate cu ordinul ANRE nr. 11/2014 - Ordin pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public, modificat prin ordinal ANRE nr. 87/2014 - Ordin privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr.11/2014.

TR = 3.257.120 lei (fara TVA) – varianta 2

4.2. 2. **Calculul tarifului de intarire**

4.2.2.1 **Calculul tarifului de intarire pe indici**

Valoarea componentei Ti a tarifului de racordare se determină conform art. 10 din „Metodologia pentru stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public”, cu modificările si completările aprobate cu ordinul ANRE nr. 87/2014, care prevede

Ti – Calcul pe indici reprezintă componenta tarifului de racordare corespunzătoare cotei de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate;

Ti= T(i) g + T(i)s
T(i)g – cota tarifului de racordare corespunzatoare cotei de participare la finantarea lucrarilor de intarire generale
T(i)s = cota tarifului de racordare corespunzatoare cotei de participare la finantarea lucrarilor de intarire specifice.

4.2.2.1. **Calcularea componentei T(i)g**

Valoarea componentei Ti a tarifului de racordare se determină conform art. 10 din „Metodologia pentru stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public”, cu modificările si completările aprobate cu ordinul ANRE nr. 87/2014, care prevede:
Art. 10. - (1) Componenta T(i)g a tarifului de racordare este egală cu valoarea minimă dintre:

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

− valoarea (Ti)g a lucrărilor de întărire necesare pentru crearea condițiilor tehnice în vederea evacuării în rețea a puterii aprobate pentru locul de producere / locul de consum și de producere in cauză, stabilită pe baza de deviz general si
− valoarea T(i) g calcul stabilită cu următoarea relație: $(Ti)calcul = Sevacuare \cdot i$ (8)
unde:
S evacuare - puterea aprobată pentru evacuare in rețea la locul de producere sau la locul de consum și de producere respectiv [MVA];
i - tarif specific [lei/MVA].

TABELUL 3 - T(i)g deviz -Var 2

Intariri reconductorari necesare (N-1)	KM	EURO	LEI
LEA 220 KV Slatina Gradiste	23,3	4.847.152	24.119.431
Instalare AT 3 400/220 KV in statia Slatina	1 buc	5.729.775	28.511.360
TOTAL		10.576.927	52.630.791

*NOTA **
1.Devizul general estimat pentru lucrarile de intarire ale LEA 220 KV Slatina Gradiste si Instalare AT 3 in statia 400 KV Gradiste se va actualiza prin grija beneficiarului (OTS) ori de cate ori este necesar, astfel:
- la data supunerii spre aprobare a PT CS pentru intarirea LEA 220 KV Slatina Gradiste si instalare AT 3 400/220 KV in statia 400/220 KV Slatina
- la data solicitarii autorizatiei de construire;
- la data organizarii procedurii de atribuire a contractului de achizitie publica pentru executarea lucrarilor de intarire.
2. Având în vedere posibile diferențe privind evoluția prețurilor pentru realizarea lucrărilor de intarire LEA 220 KV Slatina Gradiste si instalare AT 3 400/220 KV Slatina se va avea în vedere, prin grija beneficiarului (OTS), să obțină din piață o ofertă fermă privind valoarea lucrărilor de intarire în concordanță cu prețurile actualizate ale pieței.
3. Valoarea actualizata a devizului general estimat se va aproba de ordonatorul principal de credite.

4.2.2. 2. Calcului tarifului de intarire

T(i)g deviz = 52.630.791 lei (fara TVA) (Tabelul 3)

T(i)calcul = Sevac*(iLEA + i st 220/110 KV)
unde,
I iLEA 110+ist 220/110 kV = 514.000 lei

Sevac = Pevac/cos φ unde cos φ = 0,9

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Ti calcul= 148,375/0,9 x 514.000 = 84.738.611 lei

T(i)g = min (T(i) deviz, T(i) calcul)

T(i) g = min (52.630.791; 84.738.611) = 52.630.791lei

T(i)g = 52.630.791lei fara TVA

Tariful de intarire specific rezultat din SS T(i)s = 0

T(i)=T(i)g +T(i)s= 52.630.791+0=52.630.791lei

T(i) = 52.630.791lei (fara TVA)

4.2.3. **Calculul componentei Tu**

Conform Art. 51, Secțiunea 7 a Ordinului ANRE nr. 11/2014, componenta Tu a tarifului de racordare este:
• componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații (T u vdiu),
• verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare (T ucertif). Valoarea componentei corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a instalației este, conform deviz, în valoare de 15.210,96 Lei, fără TVA, pentru Varianta 1
Valoarea totală a Tu este:
Tu = 15.210,96 + 3580 = 18.790,96 lei (fără TVA)

4.2.3. Valoarea totala a tarifului de racordare – Varianta 2, stabilită conform reglementarilor in vigoare (Ordinul ANRE nr. 11/2014), este:

$T = Ti + Tr + Tu$ unde:

T= 52.630.791+ 3.257.120 + 18.790,96 = 55,906.701,96 lei fara TVA

T = 55,906.701,96 lei (fara TVA) - Varianta 2

4.3. Varianta 3 de racordare (Varianta 1 cu limitare operationala)

Calcularea componentei Tr – varianta 3

Componenta Tr a Tarifului de racordare reprezintă valoarea lucrărilor corespunzătoare realizării instalației de racordare, respectiv a instalațiilor dintre punctul de racordare la rețea și punctul de delimitare între instalațiile Operatorului de rețea și instalațiile Beneficiarului (Utilizatorului).

Așa cum este stipulat în Regulamentul de racordare la rețeaua de interes public, aprobat cu Ord. 59/2013 actualizat, echipamentele electrice instalate între punctul de

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

racordare și punctul de delimitare a instalațiilor între Operatorul de rețea și Beneficiar (Utilizator) vor trece în gestiunea Operatorului de rețea, constituind componenta Tr a tarifului de racordare, iar restul echipamentelor vor fi în gestiunea Beneficiarului (Utilizatorului).

4.3.1 Tariful de racordare – Varianta 3

TABELUL 1
Tarif de racordare

	Valoare fara TVA(lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	5.129.964	6.104.657
Din care C+M	3.181.500	3.785.985

Din care : TR -Transelectrica

TABELUL 2

	Valoare fara TVA(lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	5.129.964	6.104.657
Din care C+M	3.181.500	3.785.985

Având în vedere posibile diferențe privind evoluția prețurile pentru realizarea lucrărilor pe tarif de racordare se va avea în vedere, prin grija utilizatorului, ca la încheierea contractului de racordare să obțină din piață o ofertă fermă privind valoarea lucrărilor pe tarif de racordare în concordanță cu prețurile actualizate ale pieței.
Durata de realizare a investiției (proiectare + execuție) – 24 luni, din care pentru execuție 6 luni.
Stabilirea tarifelor de racordare in conformitate cu ordinul ANRE nr. 11/2014 - Ordin pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public, modificat prin ordinal ANRE nr. 87/2014 - Ordin privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr.11/2014.

TR = 5.129.964 lei (fara TVA) – varianta 3

Valoarea lucrarilor pentru implementarea limitarii operationale (LO) - T(op)

Tabelul 3 -T(op) varianta 3 (T(i) s)

	Valoare fara TVA	Valoare cu TVA

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TOTAL INVESTITIE	407.140	484.496
Din care C+M	252.500	300.475

Din care OTS

TABELUL 4

	Valoare fara TVA	Valoare cu TVA
TOTAL INVESTITIE	407.140	484.496
Din care C+M	252.500	300.475

Limitarea operationala pentru varianta 3 s-a aplicat pentru evitarea supraincarcarii urmatoarelor elemente de retea:

TABELUL 5

Intariri reconductorari necesare (N-1)	KM	EURO	LEI
LEA 220 KV Slatina Gradiste	23,3	4.847.152	24.119.431
Supraincarcare AT 1 si AT 2 400/220 KV Slatina (Instalare AT 3 in st Slatina)	1 buc	5.729.775	28.511.360
TOTAL		**10.576.927**	**52.630.791**

4.3.2. **Calculul tarifului de intarire Varianta 3**

T(i) op =T(i)g+T(i)s
T(i)g = min (T(i) deviz (N) ,Ti calcul)
T(i)calcul=Sevac*ist 220/110) unde:
ist 220/110= 283.000 lei

Sevac = Pevac/cos φ unde cos φ=0,9

Ti calcul = 148,375/0,9 x 283.000 = 46.655.694,4 lei
T(i)calcul = 46.655.694,4 lei

T(i) deviz (N)= 0 lei
T(i)g= min (0 ; 46.655.694,4)= 0 lei varianta 3

T(i)g = 0 - Varianta 3

Daca se tine seama de aplicarea automaticii atunci Ti va fi compus din :
Tig = lucrari necesare pentru N elemente in valoare de: 0 lei

Tis = lucrarile de limitare operationala in valoare 407.140 lei (fara TVA) din care OTS

Transelectrica - 407.140 lei (fara TVA)

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

T(i) op=T(i)g + T(i)s
T(i)op= 0 +407.140 lei

T(i)op = 407.140 lei (fara TVA) – varianta 3

4.3.3. **Calculul componentei Tu**

Conform Art. 51, Secțiunea 7 a Ordinului ANRE nr. 11/2014, componenta Tu a tarifului de racordare este:
• componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații (T u vdiu),
• verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare (T ucertif). Valoarea componentei corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a instalației este, conform deviz, în valoare de 15.210,96 Lei, fără TVA, pentru Varianta 3
Valoarea totală a Tu este:
Tu: 15.210,96 + 3580 = 18.790,96 lei (fără TVA)

5.5. Valoarea totala a tarifului de racordare - Varianta 3

T=Ti (op)+TR+Tu = 407.140 + 5.129.964 +18.790,96 = 5.555.894,96 lei (fara TVA)

4.4. Varianta 4 de racordare (varianta 2 cu limitare operationala)

Calcularea componentei Tr – varianta 4

Componenta Tr a Tarifului de racordare reprezintă valoarea lucrărilor corespunzătoare realizării instalației de racordare, respectiv a instalațiilor dintre punctul de racordare la rețea și punctul de delimitare între instalațiile Operatorului de rețea și instalațiile Beneficiarului (Utilizatorului).

Așa cum este stipulat în Regulamentul de racordare la rețeaua de interes public, aprobat cu Ord. 59/2013 actualizat, echipamentele electrice instalate între punctul de racordare și punctul de delimitare a instalațiilor între Operatorul de rețea și Beneficiar (Utilizator) vor trece în gestiunea Operatorului de rețea, constituind componenta Tr a tarifului de racordare, iar restul echipamentelor vor fi în gestiunea Beneficiarului (Utilizatorului).

4.4.1. **Tariful de racordare – Varianta 4**

TABELUL 1
Tarif de racordare

	Valoare fara TVA(lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	3.257.120	3.875.972
Din care C+M	2.020.000	2.403.800

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Din care : TR -Transelectrica

TABELEL 2

	Valoare fara TVA(lei)	Valoare cu TVA (lei)
TOTAL INVESTITII	3.257.120	3.875.972
Din care C+M	2.020.000	2.403.800

Având în vedere posibile diferențe privind evoluția prețurile pentru realizarea lucrărilor pe tarif de racordare se va avea în vedere, prin grija utilizatorului, ca la încheierea contractului de racordare să obțină din piață o ofertă fermă privind valoarea lucrărilor pe tarif de racordare în concordanță cu prețurile actualizate ale pieței.
Durata de realizare a investiției (proiectare + execuție) – 24 luni, din care pentru execuție 6 luni.
Stabilirea tarifelor de racordare in conformitate cu ordinul ANRE nr. 11/2014 - Ordin pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public, modificat prin ordinal ANRE nr. 87/2014 - Ordin privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr.11/2014.

TR = 3.257.120lei (fara TVA) – varianta 4

4.4.2. **Valoarea lucrarilor pentru implementarea limitarii operationale (LO)-T(op)**

Tabelul 3-T(op) varianta 4 (T(i) s)

	Valoare fara TVA	Valoare cu TVA
TOTAL INVESTITIE	407.140	484.496
Din care C+M	252.500	300.475

Din care OTS

TABELUL 4

	Valoare fara TVA	Valoare cu TVA
TOTAL INVESTITIE	407.140	484.496
Din care C+M	252.500	300.475

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Limitarea operationala pentru varianta 4 s-a aplicat pentru evitarea supraincarcarii urmatoarelor elemente de retea:

TABELUL 5

Intariri reconductorari necesare (N-1)	KM	EURO	LEI
LEA 220 KV Slatina Gradiste	23,3	4.847.152	24.119.431
Supraincarcare AT 1 si AT 2 400/220 KV (Instalare AT 3 400/220 KV in statia Slatina)	1 buc	5.729.775	28.511.360
TOTAL		10.576.927	52.630.791

5.3. **Calculul tarifului de intarire Varianta 4**

T(i) op =T(i)g+T(i)s
T(i)g = min (T(i) deviz (N) ,Ti calcul)
T(i)calcul=Sevac*(iLEA 110 +ist 220/110), unde:
iLEA 110=231.000 lei
ist 220/110= 283.000 lei

Sevac = Pevac/cos φ unde cos φ=0,9
Ti calcul= 148,375/0,9 x 514.000 = 84.738.611 lei
T(i)calcul = 84.738.611 lei

T(i) deviz (N) = 0 lei
T(i)g = min (0 ; 84.738.611) = 0 lei - Varianta 4

T(i)g = 0 - Varianta 4
Daca se tine seama de aplicarea automaticii atunci Ti va fi compus din:
Tig = lucrari necesare pentru N elemente in valoare de: 0 lei

Tis = lucrarile de limitare operationala in valoare 407.140 lei (fara TVA) defalcate pe operatori, astfel:

Transelectrica - 407.140 lei (fara TVA)

T(i) op =T(i)g + T(i)s

T(i)op = 0 +407.140 lei

T(i)op = 407.140 lei (fara TVA)

5.4. **Calculul componentei Tu**

Calculul componentei Tu

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Conform Art. 51, Secțiunea 7 a Ordinului ANRE nr. 11/2014, componenta Tu a tarifului de racordare este:

• componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații (T u vdiu),

• verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare (T ucertif). Valoarea componentei corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a instalației este, conform deviz, în valoare de 15.210,96 Lei, fără TVA, pentru Varianta 4

Valoarea totală a Tu este:

Tu: 15.210,96 + 3580 = 18.790,96 lei (fără TVA)

Tu var 2=19.236,6 lei (fără TVA)

5.5. Valoarea totala a tarifului de racordare - Varianta 4

T=Ti (op)+Tr+Tu = 407.140+3.257.120 +18.790,96 = 3.683.050,96 lei (fara TVA)
T = 3.683.050,96 lei (fara TVA)

5. Varianta totala a tarifului de racordare

T = 51.804.448,96 lei (fara TVA) - Varianta 1

T = 55,906.701,96 lei (fara TVA) - Varianta 2

T = 5.555.894,9 lei (fara TVA) - Varianta 3

T = 3.683.050,96 lei (fara TVA) - Varianta 4

Recomandarea proiectantului, tinand cont de conditiile tehnice si financiare, este a se opta pentru **Varianta 4 = Varianta 2 la care se aplica solutia de limitare operationala.**

Data PIF solicitata de beneficiar este: septembrie 2026

NOTA: Pentru oricare din varianta de racordare aleasa de utilizator, in conformitate cu Ordinul ANRE 59/2024 art 31 alin 1,3,4,5 pentru racordarea la reteaua electrica de interes public, operatorul de retea solicita in conditiile prezentului regulament ca utilizatorul sa constituie o garantie financiara in favoarea sa.
Valoarea garantiei financiare reprezinta 5% din valoarea cu TVA tarifului de racordare.
Valoarea garantiei:
Vg = 5% x 61.647.294,26 lei = 3.082.364,71 lei - varianta 1
Vg = 5% x 66.528.975,33 lei = 3.326.448,76 lei – varianta 2
Vg = 5% x 6.611.514,93 lei = 330.575,74 lei – varianta 3
Vg = 5% x 4.382.830,64 lei = 219.141,53 lei – varianta 4

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Valoarea si forma de constituirea garantiei financiare se inscriu in avizul tehnic de racordare si in contractul de racordare.
Utilizatorul are obligatia sa constituie garantia financiara dupa emiterea avizului CTE dar inainte de emiterea avizului tehnic de racordare.

Proiectanti,
Ing. Nicolae Ploscianu

Drd. Ing. Andrei Tudose

Dr. ing Irina Picioroaga

Ing. Luminita Grigore

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

SC Expert Energy Consult
Beneficiar: Transelectrica
Faza SS Varianta 2
Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZ GENERAL

privind cheltuielile necesare realizarii: lucrarilor pentru racordarea IS Isalnita

Conform HG 1116/2023 4,9760 lei/euro din data: 30/09/2024

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5
	CAPITOLUL 1			
	Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului			
1.1	Obtinerea terenului		0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		0,00	0,00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala:		0,00	0,00
	Ob.5 - Lucrări de amenajare mediu		0,00	0,00
1,4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor		0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 1			**0,00**	**0,00**
	CAPITOLUL 2			
	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului			
TOTAL CAPITOLUL 2				
	CAPITOLUL 3			
	Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica			
3.1	Studii :		0,00	0,00
	3.1.1. Studii de teren		0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului		0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice		0,00	0,00
3.2	Documentatii - suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii		0,00	0,00
3,3	Expertizare tehnica		0,00	0,00
3,4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor		0,00	0,00
3,5	Proiectare :	160.000,00	30.400,00	190.400,00
	3.5.1. Tema de proiectare		0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate		0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general		0,00	0,00
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor		0,00	0,00
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie		0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	160.000,00	30.400,00	190.400,00
3,6	Organizarea procedurilor de achizitie		0,00	0,00
3,7	Consultanta		0,00	0,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii		0,00	0,00
	3.7.2. Auditul financiar		0,00	0,00
3,8	Asistenta tehnica	80.000,00	15.200,00	95.200,00
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului:		0,00	0,00
	3.8.1.1.pe perioada de executie a lucrarilor		0,00	0,00
	3.8.1.2 pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie , avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii		0,00	0,00
	3.8.2. Dirigintie de santier	80.000,00	15.200,00	95.200,00
TOTAL CAPITOLUL 3		**240.000,00**	**45.600,00**	**285.600,00**

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

SC Expert Energy Consult
Beneficiar: Transelectrica
Faza SS Varianta 2
Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZ GENERAL

privind cheltuielile necesare realizarii: lucrarilor pentru racordarea IS Isalnita

Conform HG 1116/2023 4,9760 lei/euro din data: 30/09/2024

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (inclusiv TVA) Lei
1	2	3	4	5
	CAPITOLUL 4			
	Cheltuieli pentru investitii de baza			
4.1	Constructii si instalatii	2.000.000,00	**380.000,00**	**2.380.000,00**
	Montare celula 110 KV	1.250.000,00	237.500,00	1.487.500,00
	Integrare PDB+DRRI,sistem de contorizre ,SCADA etc	550.000,00	104.500,00	654.500,00
	Probe teste si PIF	200.000,00	38.000,00	238.000,00
			0,00	0,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale			
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	**0,00**		**0,00**
4.3.1	Grup tratare neutru			
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00		
4.5	Dotari			
4.6	Active necorporale			
TOTAL CAPITOL 4		**2.000.000,00**	**380.000,00**	**2.380.000,00**
	CAPITOL 5			
	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de santier	20.000,00	3.800,00	23.800,00
	5.1.1 Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	20.000,00	3.800,00	23.800,00
	5.1.2 Cheltuieli conexe organizarii santierului		0,00	0,00
5,2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	32.120,00	6.102,80	38.222,80
	5.2.1. Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii (0,5% din C+M)	10.100,00	1.919,00	12.019,00
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului , urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii (0,1% din C+M)	2.020,00	383,80	2.403,80
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructiilor - CSC	0,00	0,00	0,00
		20.000,00	3.800,00	23.800,00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	200.000,00	38.000,00	238.000,00
5,4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 5		**252.120,00**	**47.902,80**	**300.022,80**
	CAPITOL 6			
	Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste si predare la beneficiar			
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice si teste	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 6		**0,00**	**0,00**	**0,00**
	CAP 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentruajustarea de buget			
7,1	Cheltuieli aferentei marjei de buget 25%din 1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+	565.000,00	107.350,00	672.350,00
	3.6+4+5.1.1			
7,2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare 10% din valoarea supusa	200.000,00	38.000,00	238.000,00
	Total cap 7	**765.000,00**	**145.350,00**	**910.350,00**
TOTAL GENERAL		**3.257.120,00**	**580.852,80**	**3.875.972,80**
Din care C+M		**2.020.000,00**	**383.800,00**	**2.403.800,00**

DG 654.565,92 €
C+M 405.948,55 €

Intocmit,

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

SC Expert Energy Consult
Beneficiar: Transelectrica
Faza SS Varianta 2
Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZ GENERAL

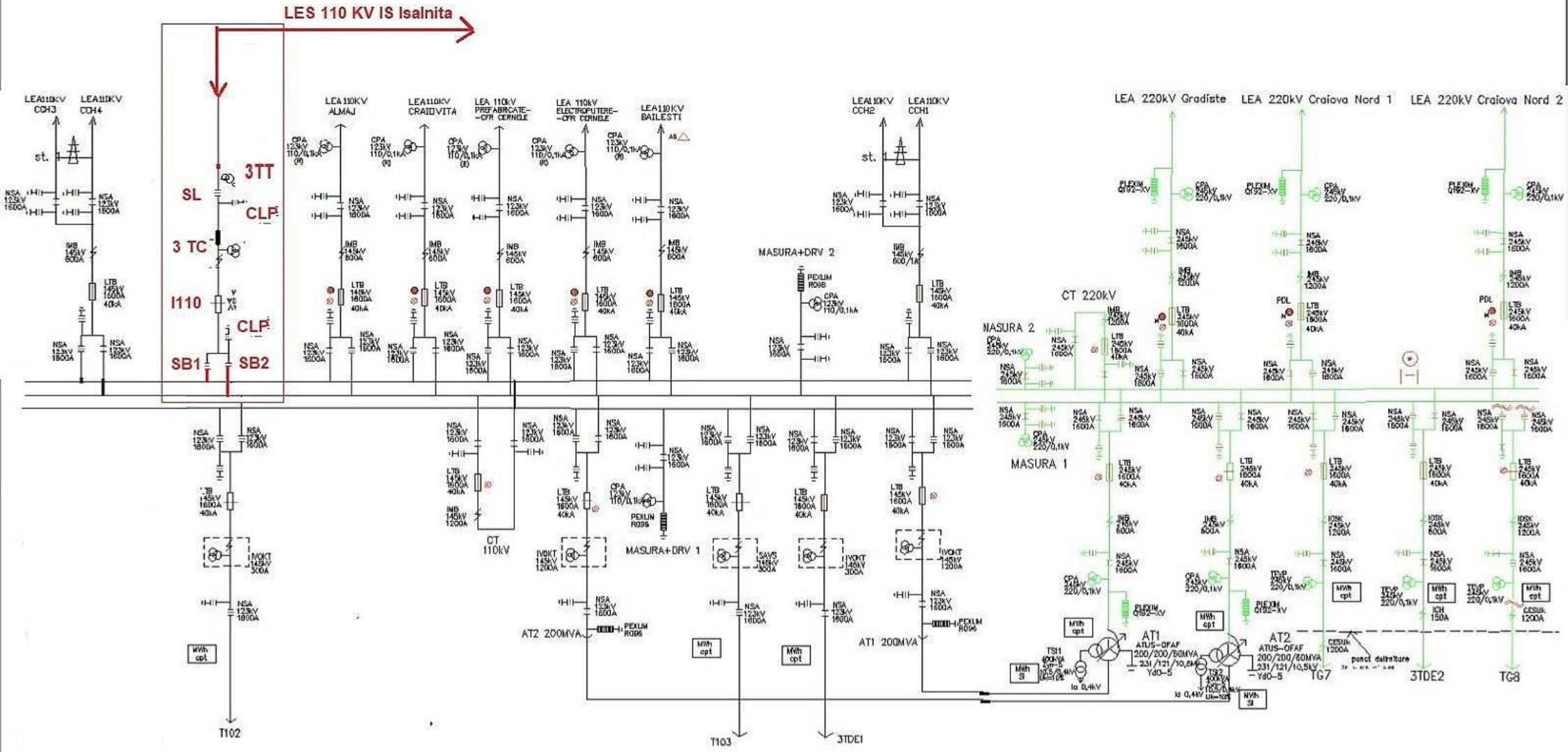
privind cheltuielile necesare realizarii: lucrarilor pentru racordarea IS Isalnita

Conform HG 1116/2023 4,9760 lei/euro din data: 30/09/2024

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

SITUATIA PROIECTATA VARIANTA 2



Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Studiu de solutie - Limitarea operationala in cazul aparitiei oricarei situatii de contingenta la care centrala electrica fotovoltaica contribuie fara realizarea intaririlor de retea

IS Isalnita

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Lista de abrevieri / acronime

ALO	-	Automatizare de Limitare Operațională
ANRE	-	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
OTS	-	Operator de Transport și Sistem
OD	-	Operator de Distribuție
DEN	-	Dispecerul Energetic Național
LEA	-	Linie Electrică Aeriană
LES	-	Linie Electrică Subterană
NTE	-	Normă Tehnică Energetică
NTI	-	Normă Tehnică Internă
RTU	-	Remote Terminal Unit (echipament electronic pentru control la distanță)
CSA	-	Contacte de Semnalizare Auxiliare
MCB	-	Micro Circuit Breaker (Întreruptor de joasă tensiune)
EMS – SCADA	-	Energy Management System – Supervisory Control and Data Acquisition
RART	-	Reanclanșare Automată Rapidă Trifazată
AUT	-	Automatizare
DLC	-	Dispecer Energetic Local pe Centrală
NDC	-	National Dispatch Center (Dispecerul Energetic Național)
EDC	-	Emergency Dispatch Center (Dispecerul Central de Urgență)
DCS	-	Distributed Control System

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

CUPRINS

1. INFORMAȚII GENERALE 4

2. CERINȚE PRIVIND REALIZAREA A.L.O. ÎN STAȚIILE DE TRANSFORMARE 4

3. CERINȚE PRIVIND REALIZAREA A.L.O. ÎN CENTRALĂ 8

4. VALOAREA TOTALA A INVESTITIEI 8

5. TESTELE MINIMALE, NELIMITATIVE PENTRU VERIFICAREA FUNCȚIONĂRII A.L.O. 9

6. CADRUL LEGISLATIV APLICABIL ŞI IMPUNERILE CE REZULTĂ DIN APLICAREA ACESTUIA 10

7. Anexe 11

ANEXA 1 -Lista cu echipamentele care sunt monitorizate de automatica – varianta 1+2

ANEXA 2 – Principiul functionarii automatizarii limitare operationala

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

1. INFORMAȚII GENERALE

Ordinul ANRE nr. 81/2022 prevede că la stabilirea soluțiilor de racordare a unui loc de producere/loc de consum se iau în considerare inclusiv soluții de racordare cu limitarea operațională a puterii maxime ce poate fi evacuată în rețea în regimuri de funcționare cu N-1 elemente în funcțiune care au ca efect apariția de suprasarcini în rețea.

Limitarea operațională se realizează prin automatizări de limitare operațională (ALO) montate, după caz, în instalațiile OTS/OD/CHE și ale utilizatorului.

Întăririle de rețea necesare în situații ale rețelei cu N elemente în funcțiune sunt obligatorii pentru racordarea utilizatorului la rețea și nu pot fi evitate prin ALO.

Echipamentele din componența ALO care comandă limitarea puterii evacuate se instalează la utilizator, în centrală și în instalațiile OTS/OD/CHE.

Datele necesare logicii de acționare a ALO se achiziționează din stații electrice ale OTS/OD/CHE, de la toate echipamentele de rețea care prin declanșare/deconectare pot produce suprasarcini pe alte echipamente din rețele.

Menținerea siguranței în funcționare a SEN impune ca temporizarea totală, de la elementul deconectat, care provoacă suprasarcini, la reducerea sau oprirea totală a centralei să fie mai mică decât timpul critic determinat prin calcul în analizele de sistem.

Pentru acționarea logicii ALO se va face monitorizarea în timp real a contingenței periculoase, cu declanșarea centralei. Pentru acționare, automatizarea va primi semnal de declanșare trifazată de la protecții și semnal de la poziția deconectat și confirmat a întreruptorului/întreruptoarelor de la ambele capete ale liniei (în logică SAU), respectiv de la ambele niveluri de tensiune de la unitățile de transformare de putere (în logică SAU) – (Anexa 5)

2. CERINȚE PRIVIND REALIZAREA A.L.O. ÎN STAȚIILE DE TRANSFORMARE

Monitorizarea în timp real a contingenței periculoase pe un element de rețea necesită montarea unui echipament de culegere, prelucrare și transmitere date, de tip Remote Terminal Unit (RTU) în stațiile de transformare identificate în studiul de soluție.

La o celulă, preluarea semnalelor necesare pentru realizarea ALO se va face cu un singur RTU (eventual redundant) indiferent de numărul de utilizatori care necesită monitorizarea datelor din celula respectivă. Modalitatea de oferire a semnalelor către toți utilizatorii interesați, precum și modul de realizare a transmiterii datelor pe căile de comunicație se va face de comun acord între utilizatori, prin convenție de exploatare. Tot prin convenția de exploatare între utilizatori se va desemna utilizatorul răspunzător cu gestiunea tuturor componentelor comune hard și soft ale ALO, de asigurarea mentenanței acestor echipamente comune, de asigurarea tuturor actualizărilor, de eventuale înlocuiri sau modernizări de componente necesare funcționării corecte și în siguranță a instalației comune, pe întreaga durată de exploatare în comun a ALO.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Echipamentele de tip RTU care se montează în instalațiile OTS/OD trebuie să îndeplinească toate condițiile tehnice impuse echipamentelor din sistemele de circuite secundare, conform normei tehnice ANRE cod NTE-011/12/00 „Normă tehnică pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice”.

Echipamentele de tip RTU care se montează în instalațiile OTS trebuie să îndeplinească și toate condițiile impuse terminalelor de protecție, control și automatizare din instalațiile OTS, conform normei tehnice interne Transelectrica, cod NTI-TEL-S-003-2009-01 “Detalii și specificații de echipamente pentru realizarea sistemului de comandă, control, protecție și automatizare pentru nivelul 400 kV, 220 kV și 110 kV LEA/LES/Cuple din stațiile electrice modernizate, pe tipuri de scheme primare”, pct. 0.4. „Standarde și acte normative de referință”. Se va acorda o atenție deosebită pentru SR EN Seria 61000.4-12 „Compatibilitate electromagnetică”, SR EN 61508 „Securitatea funcțională a sistemelor electrice/electronice”, IEC 60068 – „Environmental conditions” și setul IEC 60255 aplicabil.

Echipamentele destinate ALO trebuie montate separat de echipamentele de protecție, control și automatizare din instalațiile OTS, în dulapuri realizate conform NTI-TEL-S-018-2014-00 (Realizare dulapuri și cofrete circuite secundare) sau cofrete proprii. Nu se acceptă montarea acestor echipamente în dulapurile de protecție și control din instalațiile OTS/OD/CHE.

Alimentarea echipamentelor ALO cu tensiune operativă trebuie realizată la tensiunea de 220 Vcc, iar pentru alte valori de tensiune operativă se vor utiliza convertoare Vcc/Vcc incluse în ALO și supravegheate corespunzător.

Se recomandă ca echipamentul RTU să fie prevăzut cu două surse de alimentare cu tensiune operativă sau schemă de comutare automată rapidă de pe o sursă (baterie) pe cealaltă, timpul de trecere trebuie să fie suficient de redus (de regulă sub 50 ms) pentru a nu provoca resetarea RTU. Tensiunea operativă 220 Vcc poate fi pusă la dispoziție de OTS/OD/CHE, de regulă din două baterii separate, din dulapurile de servicii interne, prin automate de protecție de joasă tensiune (MCB) prevăzute tot în proiectul ALO.

Preluarea poziției întreruptorului sau întreruptoarelor se va face de la contactele auxiliare din dispozitivele de acționare (stații poligonale sau 1½ întreruptoare pe circuit) și trebuie aplicată pe intrări binare duale ale RTU, intrări prevăzute cu optocuploare și posibilități adecvate de reglare a pragului de acționare și de filtrare a vibrațiilor. Trebuie utilizate contacte auxiliare de semnalizare (CSA), libere de potențial, destinate exclusiv ALO, separate de cele utilizate de sistemele de protecție, control și automatizare ale liniei.

Pentru întreruptoarele prevăzute cu dispozitive de acționare monopolare, poziția deconectat și confirmat trebuie preluată prin CSA normal închise înseriate și libere de potențial. Poziția conectat și confirmat trebuie preluată prin CSA normal deschise înseriate și libere de potențial. Trebuie acordată o atenție deosebită modului de tratare a poziției întreruptorului, deoarece poziția neconformă/neconfirmată a întreruptorului va conduce la reducerea puterii generate sau la declanșarea centralei.

Se recomandă montarea dulapului ALO în stație cât mai aproape de elementul monitorizat (de preferat în cabina cu protecții, dacă spațiul permite).

În cazul în care dulapul/cofretul ALO se montează la depărtare de cabinele de protecție, trebuie prevăzute prin proiect media-convertoare electric/optic pentru fiecare semnal binar, atât la sursă, cât și la nivelul RTU. Cablul de fibră optică trebuie să fie cuprins în proiectul ALO.

Pentru o mai bună înțelegere, în figura 1 se prezintă un exemplu, nelimitativ, de preluare a datelor binare de la o celulă de linie (poziție întreruptor și semnal de declanșare prin protecții).

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

De asemenea, în figura 2 se prezintă o modalitate, nelimitativă, de preluare și prelucrare a poziției unui întreruptor, în cazul unei linii prevăzute cu RAR trifazat. La corelarea pauzei de RART sau a temporizării altor automatizări se va ține seama de timpul de menținere a siguranței în funcționare a SEN:

- Dacă durata a pauzei de RART este mai mare decât timpul necesar menținerii siguranței în funcționare a SEN, producția centralei se va reduce chiar până la oprire;

- Dacă durata pauzei de RART nu afectează siguranța în funcționare a SEN, atunci se acceptă evitarea reducerii sau oprirea centralei.

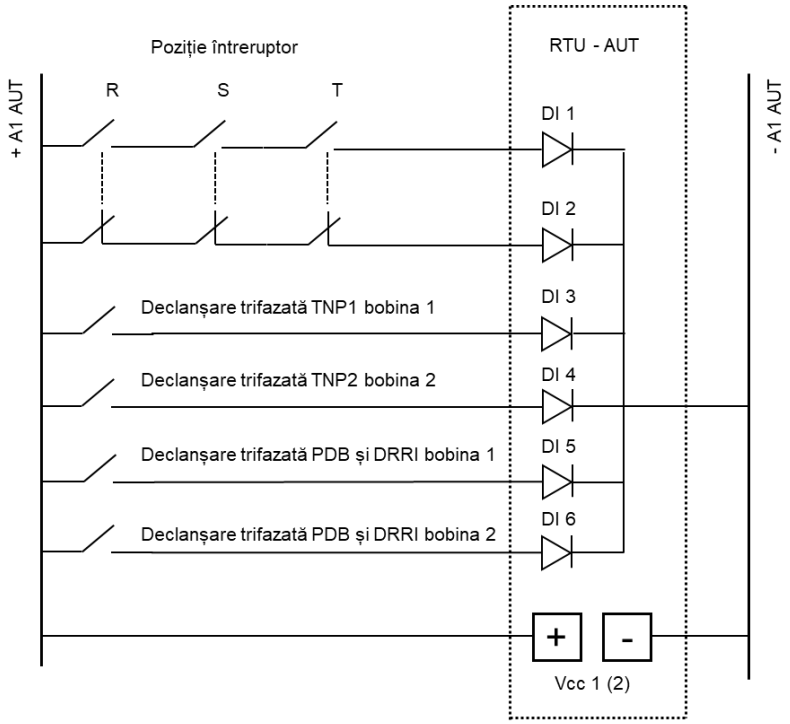


Fig 1. Preluarea datelor binare la o celulă de linie

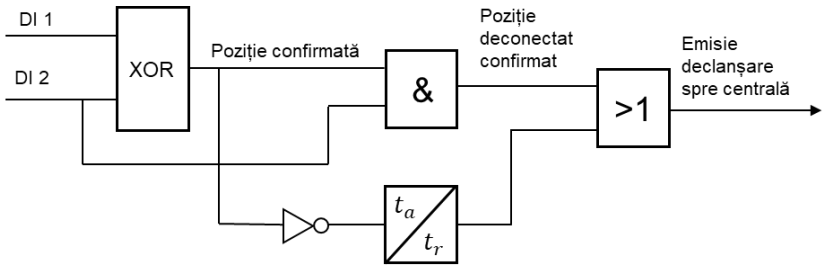


Fig 2 Prelucrarea poziției unui întreruptor

Preluarea semnalelor de declanșare trifazată prin protecția grupa 1, protecția grupa 2, PDB și DRRI trebuie realizată pe intrări binare ale ALO, dotate cu optocuploare și prevăzute cu posibilități adecvate de

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

reglare a pragului de acționare și de filtrare a vibrațiilor. Dacă sunt necesare relee auxiliare de multiplicare, acestea trebuie să fie rapide (pentru încadrarea în timpul critic de reducere/declanșare centrală), corespunzătoare montării în instalațiile OTS/OD și incluse în proiectul ALO. În cazul în care dulapul/cofretul ALO se montează la depărtare de cabinele de protecție, trebuie prevăzute în proiect media-convertoare electric/optic pentru fiecare semnal binar, atât la sursă, cât și la nivelul RTU. Cablul de fibră optică trebuie să fie cuprins în proiectul ALO.

Se acceptă preluarea exclusiv a informației privind poziția întreruptoarelor, fără preluarea semnalelor de declanșare prin protecții, numai dacă timpul total de acționare al ALO menține siguranța în funcționare a SEN.

Toate semnalele binare se vor prelua din celulă prin conductoare de cupru, iar starea intrărilor binare din RTU se va monitoriza pe LED-urile echipamentului. Semnalele de declanșare de la protecții se vor automenține pe LED-uri, până la anularea manuală.

Defectarea RTU și a interfețelor de comunicație trebuie să fie semnalizată optic în dulapul/cofretul destinat ALO.

ALO trebuie să includă atât căile de comunicație (principală, respectiv de rezervă) între echipamentele dedicate culegerii de date și echipamentul din centrală, cât și eventualele convertoare necesare transmiterii de date. Calea de comunicație trebuie să fie redundantă, calea principală prin fibră optică, iar cea de rezervă se acceptă a se realiza prin protocol de comunicație de tip GSM, numai dacă timpul total de acționare al ALO menține siguranța în funcționare a SEN. Trebuie utilizate protocoale standardizate și echipamente special dedicate asigurării securității cibernetice. În cazul în care se utilizează echipamente/circuite de comunicație ale OTS, utilizatorul trebuie să asigure măsuri solide de securitate cibernetică și care să evite orice interferență asupra comunicațiilor OTS.

Utilizatorul/utilizatorii poate/pot solicita realizarea redundanței și la nivel de RTU pentru creșterea gradului de disponibilitate a ALO.

3. CERINȚE PRIVIND REALIZAREA A.L.O. ÎN CENTRALĂ

În centrală, ALO va acționa la reducerea puterii debitate, chiar până la oprire, conform rezultatelor din studiul de soluție. Modalitatea de realizare efectivă este în responsabilitatea exclusivă a utilizatorului.

ALO trebuie să includă supravegherea permanentă a căilor de comunicație (principală, respectiv de rezervă) cu echipamentele dedicate culegerii de date din toate locațiile identificate prin studiul de soluție. Se recomandă utilizarea de protocoale standardizate și de echipamente dedicate asigurării securității cibernetice. În cazul în care se utilizează echipamente/circuite de comunicație ale OTS, utilizatorul trebuie să asigure măsuri solide de securitate cibernetică și care să evite orice interferență asupra comunicațiilor OTS.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Din centrală, ALO trebuie să transmită, în timp real, spre sistemul EMS-SCADA DEN, cel puțin următoarele informații:

- ALO în funcțiune/anulat;

- După caz, starea în funcțiune/anulat a reglajului automat de tensiune/putere reactivă în punctul comun de conectare;

- Consemnul de putere activă setat, după caz, cel de tensiune sau putere reactivă setat, la nivelul centralei;

- Starea de defect a oricărei căi de comunicație, principală sau redundantă ALO cu echipamentele dedicate culegerii de date din toate locațiile identificate prin studiul de soluție;

- Starea de defect a oricărui RTU dedicat ALO pentru culegerea de date din oricare locație identificată prin studiul de soluție.

4.Lista contingentelor pentru care IS Isalnita trebuie deconectata :

Varianta 1 + 2

- LEA 220 KV Slatina Craiova Nord
- AT1 400/220 kV Slatina
- AT2 400/220 kV Slatina

Limitarea operationala s-a aplicat pentru evitarea supraincarcarii urmatoarelor elemente de retea:

Intariri reconductorari necesare (N-1)
LEA 220 kV Slatina-Grădiște
Instalare AT 3 400/220 KV in st Slatina (Supraincarcare AT 1 400/220 KV si AT 2 400/220 KV in st Slatina)

4. VALOAREA TOTALA A INVESTITIEI

Varianta 1 +2

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Tarif limit op Transelectrica

	Valoare fara TVA (lei)	**Valoare cu TVA (lei)**
Total investitie	407.140	484.496
Din care C+M	252.500	300.475

5. TESTELE MINIMALE, NELIMITATIVE PENTRU VERIFICAREA FUNCȚIONĂRII ALO

Se verifică limitarea sau declanșarea centralei la toate contingențele rezultate din analiza de sistem, în regimul cu N-1 elemente în funcțiune. Timpul total de acționare trebuie să asigure menținerea siguranței în funcționare a SEN.

Verificarea funcționării centralei prin calea de comunicație de rezervă, în cazul defectării căii principale de comunicație.

Verificarea funcționării centralei la defectarea ambelor căi de comunicație (principală și de rezervă) și la revenirea acestora la schemă normală.

Verificarea transmiterii la OTS a semnalelor relevante: starea ALO în funcțiune/anulat, starea comunicației cu echipamentele RTU de culegere date din instalațiile OTS/OD, consemnul de putere setat pentru funcționarea centralei.

6. CADRUL LEGISLATIV APLICABIL ŞI IMPUNERILE CE REZULTĂ DIN APLICAREA ACESTUIA

Documentul care a stat la baza elaborării prezentei documentații: Ordinul ANRE nr. 81/2022.

Proiectantul are obligaţia de a respecta legislaţia, normele tehnice și cerințele tehnice în vigoare, aplicabile, la data elaborării documentaţiei.

Notă: 1. Legislația și normele menţionate anterior vor fi luate în considerare în forma existentă la momentul aplicării dispoziţiilor legale, ţinând cont de toate modificările, completările şi abrogările parţiale sau totale ulterioare adoptării. La momentul proiectării vor fi luate în considerare atât dispoziţiile normelor care înlocuiesc normele abrogate, cât şi dispoziţiile normelor nou apărute.

2. Lista NTI în vigoare și conținutul Normelor Tehnice Interne ale CNTEE Transelectrica SA menționate în document sunt disponibile pe site-ul: www.transelectrica.ro/Transparenta/Norme tehnice interne.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Anexa 1

Lista cu echipamentele monitorizate de automatica

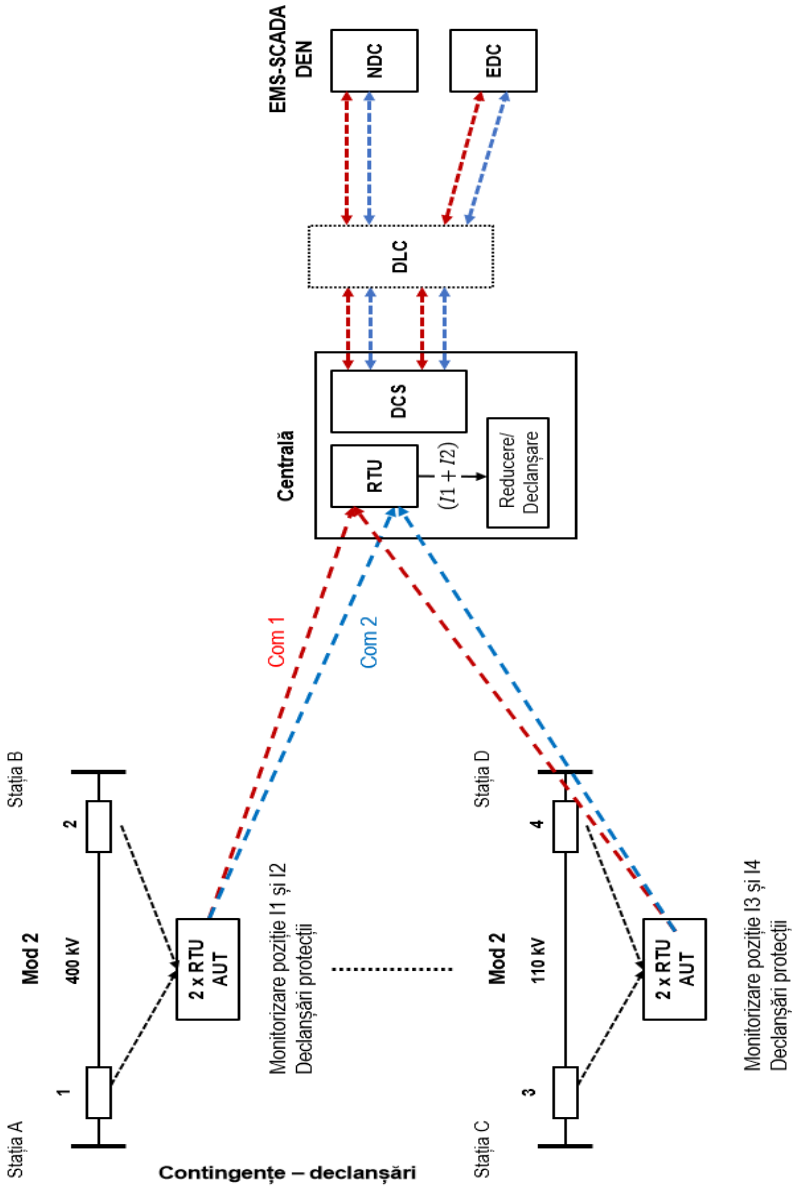
Varianta 3 si varianta 4

Denumire LEA/Trafo monitorizata	Echipamentul monitorizat/Statia de transformare	Nivelul de tensiune (KV)	Proprietarul echipamentului
LEA220 KV Craiova Nord - Slatina	I 220 KV /Craiova Nord	220	Transelectrica
	I 220 KV/ Slatina	220	Transelectrica
AT 1 400/220 KV Slatina	I 400- KV/ St Slatina	400	Transelectrica
	I 220 KV /Statia Slatina	220	Transelectrica
AT 2 400/220 KV Slatina.	I 400- KV/ St Slatina	400	Transelectrica
	I 220 KV /Statia Slatina	220	Transelectrica

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

ANEXE 2.

PRINCIPIUL FUNCTIONARII AUTOMATIZĂRII DE LIMITARE OPERAȚIONALĂ



Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

SC Expert Energy Consult
Beneficiar: OTS
Faza SS Varianta 3 si var 4
Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZ GENERAL

privind cheltuielile necesare realizarii: lucrarilor de limitare operationala OTS

Conform HG 1116/2023 4.9729 lei/euro din data: 23/07/2024

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5
	CAPITOLUL 1			
	Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului			
1.1	Obtinerea terenului		0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului		0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala:		0.00	0.00
	Ob.5 - Lucrări de amenajare mediu		0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor		0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1			**0.00**	**0.00**
	CAPITOLUL 2			
	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului			
TOTAL CAPITOLUL 2				
	CAPITOLUL 3			
	Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica			
3.1	Studii :		0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren		0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului		0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice		0.00	0.00
3.2	Documentatii - suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii		0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnica		0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor		0.00	0.00
3.5	Proiectare :	20,000.00	3,800.00	23,800.00
	3.5.1. Tema de proiectare		0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate		0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general		0.00	0.00
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor		0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie		0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	20,000.00	3,800.00	23,800.00
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie		0.00	0.00
3.7	Consultanta		0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii		0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar		0.00	0.00
3.8	Asistenta tehnica	10,000.00	1,900.00	11,900.00
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului:		0.00	0.00
	3.8.1.1.pe perioada de executie a lucrarilor		0.00	0.00
	3.8.1.2 pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie , avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii		0.00	0.00
	3.8.2. Dirigintie de santier	10,000.00	1,900.00	11,900.00
TOTAL CAPITOLUL 3		**30,000.00**	**5,700.00**	**35,700.00**

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

SC Expert Energy Consult
Beneficiar: OTS
Faza SS Varianta 3 si var 4
Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZ GENERAL

privind cheltuielile necesare realizarii: lucrarilor de limitare operationala OTS

Conform HG 1116/2023 4.9729 lei/euro din data: 23/07/2024

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (inclusiv TVA) Lei
1	2	3	4	5
	CAPITOLUL 4			
	Cheltuieli pentru investitii de baza			
4.1	Constructii si instalatii	250,000.00	**47,500.00**	**297,500.00**
	Montare dulap ALO, alimentare cc, semnale poz intr teste etc -4 buc	250,000.00	47,500.00	297,500.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale			
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	**0.00**		**0.00**
4.3.1	Grup tratare neutru			
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0.00		
4.5	Dotari			
4.6	Active necorporale			
TOTAL CAPITOL 4		**250,000.00**	**47,500.00**	**297,500.00**
	CAPITOL 5			
	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de santier	2,500.00	475.00	2,975.00
	5.1.1 Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	2,500.00	475.00	2,975.00
	5.1.2 Cheltuieli conexe organizarii santierului		0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	4,015.00	762.85	4,777.85
	5.2.1. Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii (0,5% din C+M)	1,262.50	239.88	1,502.38
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului , urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii (0,1% din C+M)	252.50	47.98	300.48
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructiilor - CSC	0.00	0.00	0.00
		2,500.00	475.00	2,975.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	25,000.00	4,750.00	29,750.00
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 5		**31,515.00**	**5,987.85**	**37,502.85**
	CAPITOL 6			
	Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste si predare la beneficiar			
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice si teste	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 6		**0.00**	**0.00**	**0.00**
CAP 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentruajustarea de buget				
7.1	Cheltuieli aferentei marjei de buget 25%din 1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+	70,625.00	13,418.75	84,043.75
	3.6+4+5.1.1			
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare 10% din valoarea supusa	25,000.00	4,750.00	29,750.00
	Total cap 7	**95,625.00**	**18,168.75**	**113,793.75**
TOTAL GENERAL.		**407,140.00**	**72,606.60**	**484,496.60**
Din care C+M		**252,500.00**	**47,975.00**	**300,475.00**

DG **81,871.74 €**
C+M **50,775.20 €**

Intocmit,

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

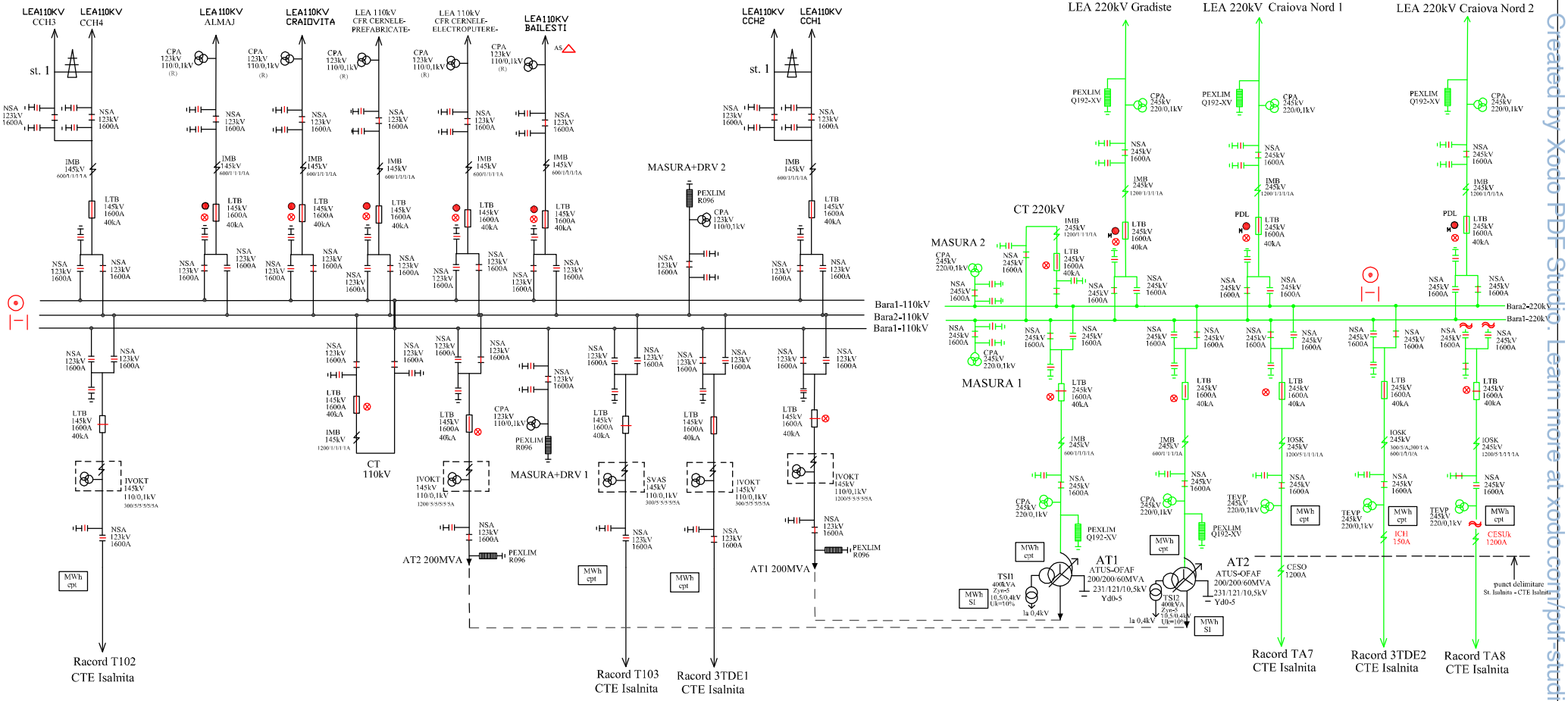
SC Expert Energy Consult
Beneficiar: OTS
Faza SS Varianta 3 si var 4
Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZ GENERAL

privind cheltuielile necesare realizarii: lucrarilor de limitare operationala OTS

Conform HG 1116/2023 4.9729 lei/euro din data: 23/07/2024

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5



LEGENDA

- RAR TRIFAZAT in functiune
- RAR anulat
- RAR MONOFAZAT in functiune
- AS AUTOMATICA DE SECTIONARE
- DRRI in functiune
- PROT. DIF. DE BARE in functiune
- CONTROL SINCRONISM

PDL - PROTECTIE DIFERENTIALA LONGITUDINALA

- MWh cpt -pentru contoare de decontare ale sistemului de metering
- MWh cpt** -pentru contoare de decontare ale sistemului de metering cu corectie pierderi
- MWh SI -pentru contoare de inregistrare a consumului de energie pentru alimentarea S.I.
- MWh SI** -pentru contoare de inregistrare a consumului de energie pentru alimentarea S.I. cu corectie pierderi

NOTA:

AT1-200MVA este in functiune pe perioada semestrului de vara

AT2-200MVA este in functiune pe perioada semestrului de iarna

TC 220kV tip ICH aferenti 3TDE2 si tip CESUk aferenti TG8 sunt in gestiunea SE Isalnita

STATIA ISALNITA 220/110kV

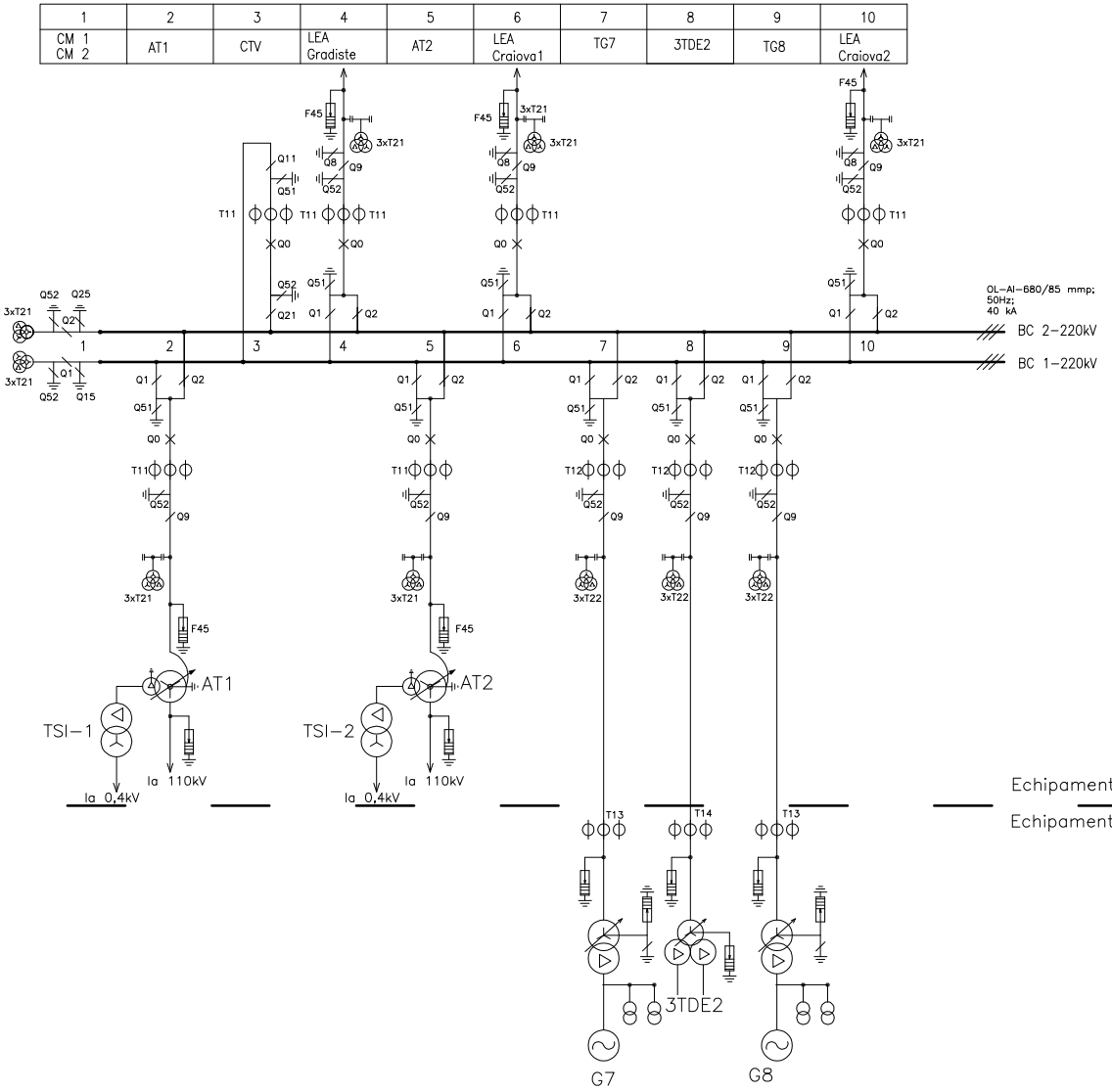
Schema normala pe sem. de iarna 2024-2025

(01.10.2024-31.03.2025)

INTOCMIT	ING. MARIUS CRUCERU
VERIFICAT	SEF SERVICIU EXPLOATARE CRISTIAN CHIPER
AVIZAT	DIRECTOR TEHNIC GHEORGHE ALIOANI
APROBAT	SEF DET CRAIOVA MIHAIL STROICA

Created by XodoPDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Nr. rev.	Data reviziei	Descriere revizie	MODIFICAT	
			Nume	Semnatura



Echipamente aflate in incinta statiei electrice Isalnita

Echipamente aflate in incinta CET Isalnita

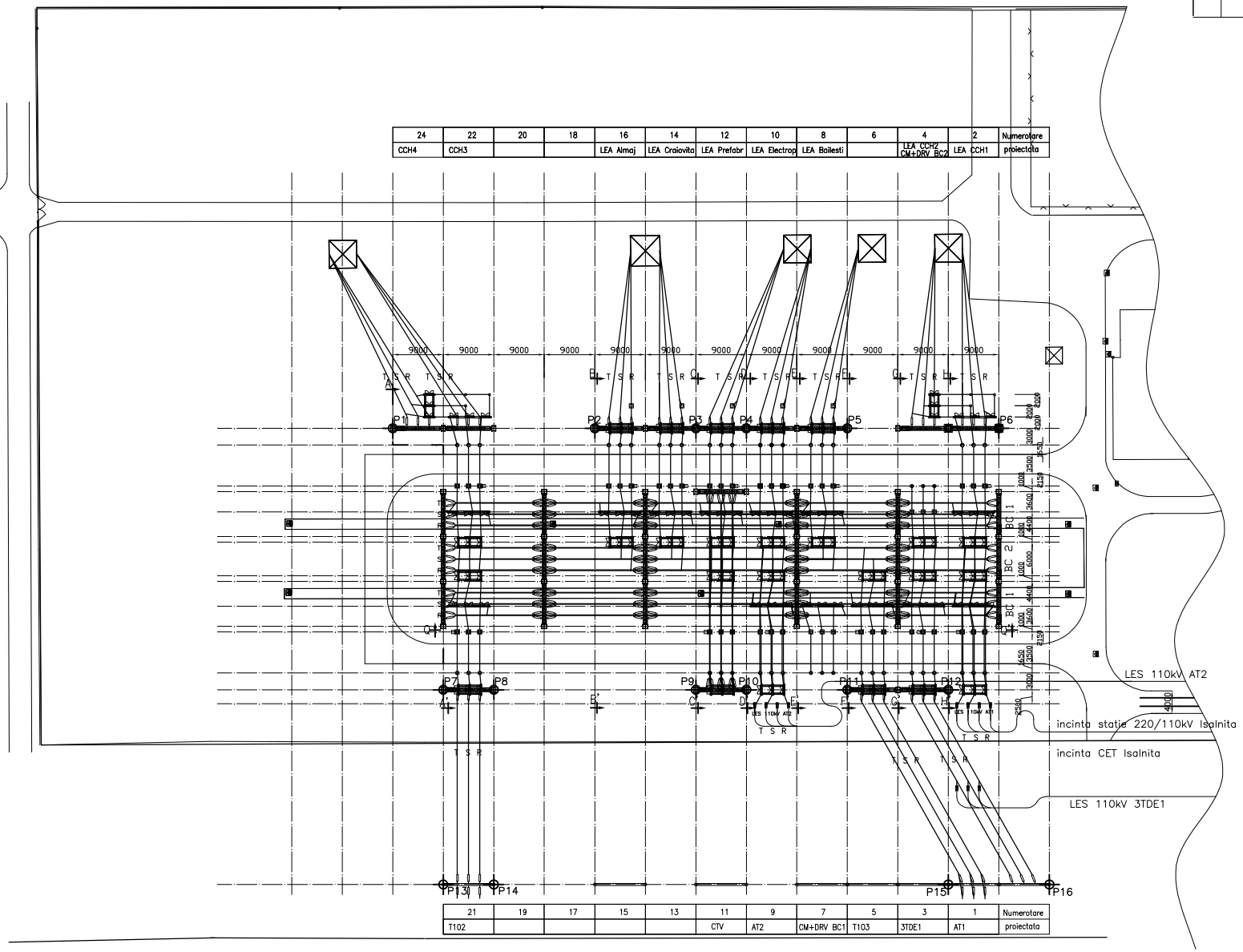
1. Informatiile tehnice continute in acest desen sunt proprietatea exclusiva a TRAPEC S.A.-Departamentul Energie si nu pot fi utilizate sau divulgate la terti, fara un acord scris al proprietarului. TRAPEC este singurul care se angajeaza pentru executarea copiilor planurilor si schemelor si numai dupa inregistrarea prealabila a comenzii.
2. Toate drepturile de autor rezultate din folosirea autorizata a prezentului desen revin elaboratorului. Incalcarea prevederilor de la 1. atrage dupa sine raspunderea materiala a partii in culpa.

PROIECTAT	VERIFICAT	APROBAT	ANS: Schema electrica monofilara 220/110kV statia Isalnita – Situatia proiectata	Fila: 3/6
ing. A. Papuc	ing. A.Debreczeni	ing. E.Iliescu	SANS: Statia 220kV	
Trapec Statii Electrice	Scara -/-	Data 02.2008	Rev. 0	COD C466RoSE/ D17E1-001	Ed: 00

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Nr. rev.	Data rev.	Descriere revizie	Modificat	
			Nume	Semnatura

24	22	20	18	16	14	12	10	8	6	4	2	Numerotare
CCH4	CCH3			LEA Almaj	LEA Craiovita	LEA Prefabr	LEA Electrop	LEA Bailesti		LEA CCH2 CM+DRV BC2	LEA CCH1	proiectata



21	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1	Numerotare
T102					CTV	AT2	CM+DRV BC1	T103	3TDE1	AT1	proiectata

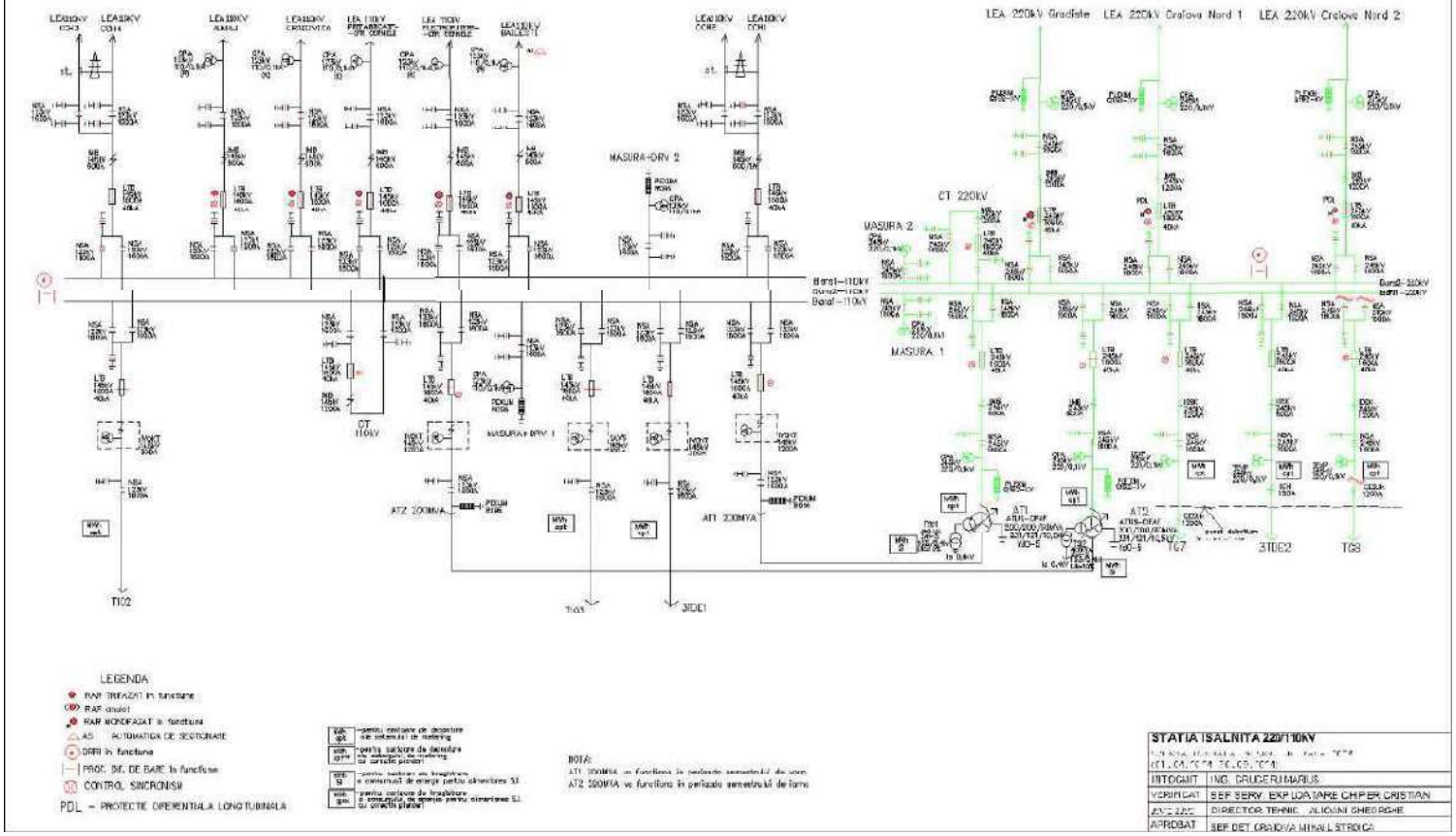
DEN-MARE_FISIER

1. Prezentul desen este conform cu originalul si apartine exclusiv a TRAPEC SA. Departamentul Energie si nu pot fi utilizate sau divulgate la terti, fara un acord scris al proprietarului. TRAPEC este singurul care va angaja pentru executarea coplor planurilor si schemelor si numai dupa inregistrarea prealabila a comenzii.
2. Toate drepturile de autor rezultate din folosirea subiectului a prezentului desen revin elaboratorului. Incalcarea prevederilor de la 1. atrage dupa sine raspunderea materiala a partii in culpa.

PROIECTAT	VERIFICAT	APROBAT	OBIECTIV:	Statia 220/110 kV Isalnita
ing. A. Papuc	ing. A. Debreczeni	ing. E. Iliescu	OBIECT:	Modernizare circuite primare statia 220/110 kV Isalnita
Beneficiar: TRANSELECTRICA S.A. – ST CRAIOVA ENERGOMONTAJ S.A. – IEA		Scara 1:500 / A2 (594x420)	ANS/SANS:	Vedere in plan statia 110 kV Isalnita
Trapec Statii Electrice		Rev 00	COD, NR.DESEN	C466RoSE / DL17–002 — Fila 1/1
		Data 02.2008 / Editia 00	COD BORD.	DL17–01/C466RoSE

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio



STATIA ISALNITA 220/110kV	
INTOCMIT	ING. CRUCERU MARIUS
VERIFICAT	SEF SERV. EXPLOATARE CHIPER CRISTIAN
AVIZAT	DIRECTOR TEHNIC ALIOANI GHEORGHE
APROBAT	SEF DET. CRAIOVA MIHAILESCU

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

1 SITUAȚIA ENERGETICĂ DIN ZONĂ

1.1 Definirea zonei de conectare

Noua instalație de stocare este amplasată în apropierea **stației 220/110 kV Ișalnița**, care aparține de **Transelectrica.**

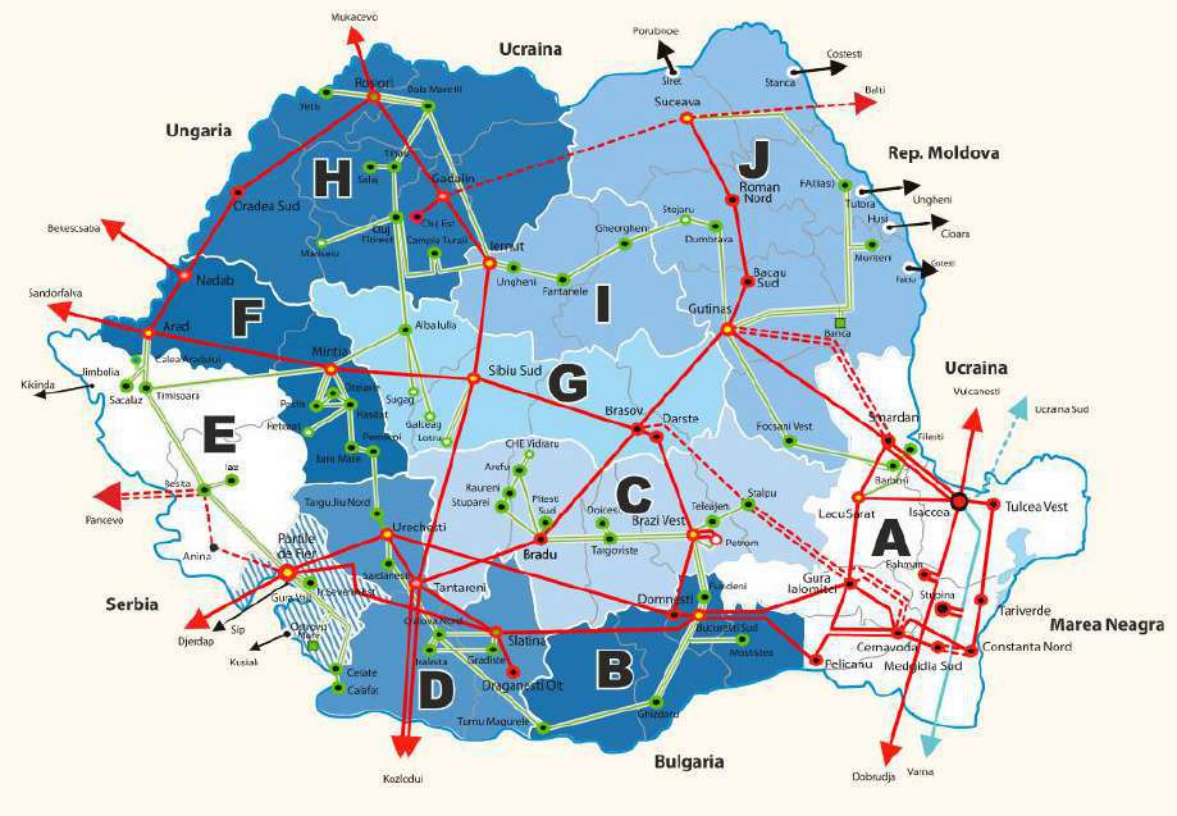


Figura 1.1. Harta capacităților de racordare

Zona 110kV Dolj funcţionează în regim normal buclată cu zonele 110kV Mehedinți, respectiv zona 110kV Gorj și este separată de celelate zone de reţea prin:

- Cu zona Vâlcea prin LEA 110 kV Pojaru – Berbești, în schemă normal deschisă în Stația 110/20 kV Pojaru;
- Cu zona Olt prin LEA 110 kV:
  - Craiova Nord – Balș 1, în schemă normal deschisă în Stația 110/20 kV Balș;
  - Craiova Nord – Balș 2, în schemă normal deschisă în Stația 110/20 kV Balș;
  - Craiova Est – Oltcit T1 – Balș, în schemă normal deschisă în Stația 110/20 kV Balș;
  - DIF-CFR Jianca-Caracal Vest, în schemă normal deschisă în Stația 110/20 kV Caracal Vest;
  - Horezu Poienari – Bechet, în schema normal deschisă în Stația 110/20 kV Bechet.

Interfaţa între reţeaua electrică de 110 kV a DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTENIA S.A. cu reţeaua electrică de transport, în zona analizată se realizează prin staţiile:

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Isalniţa 220/110kV 2x200MVA;
- Calafat 220/110kV, 1x200MVA;
- Cetate 220/110kV, 1x200MVA;
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Turnu Severin 1 bloc cu un AT 220/110 kV - 200MVA;
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Turnu Severin 2 bloc cu un AT 220/110 kV - 200MVA;
- Sărdănești 220/110kV, 1x200MVA;
- Craiova Nord 220/110kV 2x200MVA;
- Urechești 400/220/110kV, 1x200MVA;
- Tg. Jiu Nord 220/110kV, 1x200MVA.

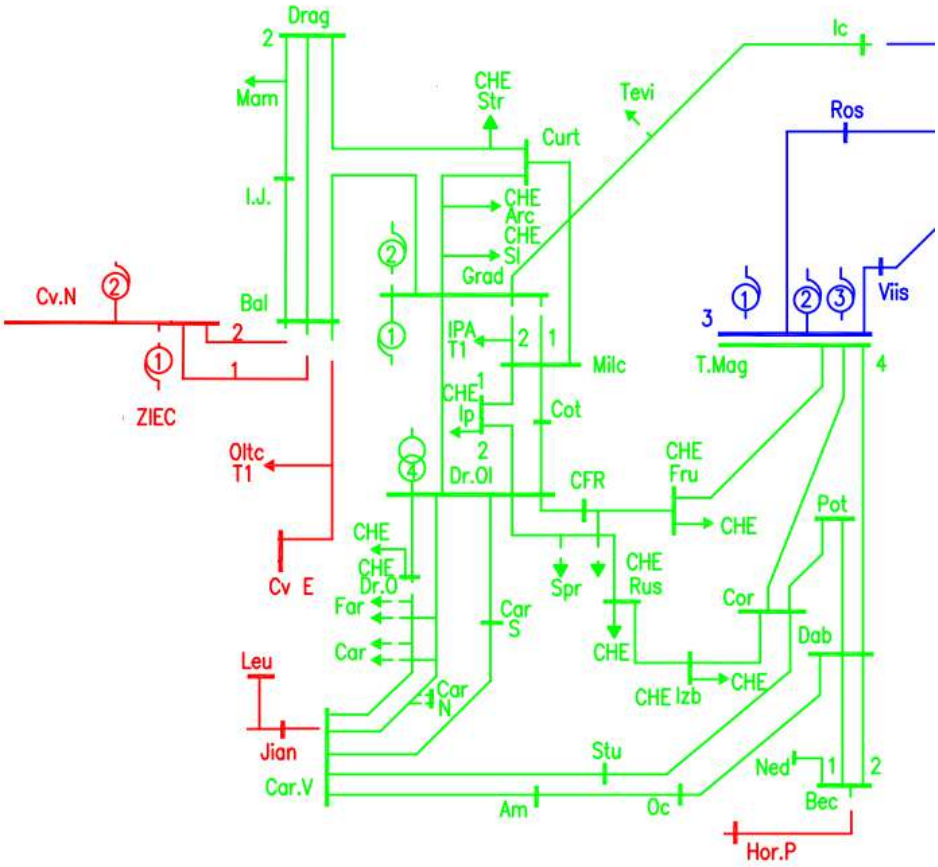


Figura 1.2. Rețelele electrice de distribuție 110 kV din zona de amplasare IS Ișalnița

Din punct de vedere al rețelelor de transport, zona analizată corespunde zonei de sud /sud-vest a SEN **(secțiunea S1)** din zona Olteniei. Secțiunea din SEN analizată se separă de celelalte secțiuni vecine prin următoarele linii:

- LEA 400 kV Slatina – București Sud;
- LEA 400 kV Urechești – Domnești;
- LEA 400 kV Țântăreni – Bradu;
- LEA 400 kV Țântăreni – Sibiu;

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- LEA 400 kV Țăntăreni Kozlodui (DC);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Resița (DC);
- LEA 220 kV Târgu Jiu – Urechești;
- LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele

1.2 Surse de putere existente în zonă

În zona de racordare a noii instalații de stocare, sursele de putere luate în calcul sunt cele conform bazelor de date de la Transelectrica SA.

În tabelul de mai jos sunt prezentate instalațiile de stocare din zona de rețea analizată pentru care au fost emise aviz tehnic de racordare, contract de racordare (*https://www.transelectrica.ro/avizecontracte*), sau aviz CTE/CTES. Situația avizelor și studiilor de soluție avizate a fost primită a la data 14.08.2024.

Tabel 1.3

Denumire consumator	Județul	Racord	Puterea aprobată (MW)
SC Estocare 888 SRL – IS Cetate	DJ	Sol. 1: racordare in statia Cetate 220/110/20 kV la nivelul tensiunii de 110 kV sau Sol.2: racordare in derivatie in linia 110 kV Cetate - Plenita	54
S.C. Estocare Balș S.R.L.	DJ	Racordare pe bara de 110 kV a stației Balș	120
Dimineata la Cetate S.R.L. IS Dimineața la Cetate	DJ	Racordare pe bara de 20 kV a stației Cetate	10
IS Turnu Severin	MH	Santier Naval	20.8
IS Danubiu CETVolt	DJ	Racordare pe bara de 20 kV a stației Cetate	10
SC PROJECT SERVICE STL THETA SRL IS Segarcea	DJ	LEA 110 kV Segarcea-Podari sau pe LEA 110 kV Segarcea-Horezu Poenari	46.2
Project Service STL Epsilon – IS Băilești	DJ	racordarea se va face in statia Bailesti la nivelul de 110 kV sau in LEA 110 kV ieșire din statia Bailesti	46.2
Kraft Pax – IS Drăgănești Olt	OT	Bara 110 kV Drăgănești Olt	108
Itas Ever Green – IS Simnicu de Jos	DJ	Bara 220 kV a statiei Craiova Nord	250
PB Green Energy Solutions – IS Isalnita	DJ	Bara 220 kV a statiei Isalnita	99
Rengen PVP S.R.L. – CEF+IS Mischii	DJ	Racordare în LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud	81.7
CCE Macesu S.R.L. – CEF+IS Macesu	DJ	Racordare în LEA 400 kV Tânțăreni-Kozlodui circuitul 1	40
Netsanivolt Parc S.R.L. – CEF+IS Turburea	GJ	Racordare pe bara 400 kV a stației Tânțăreni	186
MRSE PVP S.R.L. – CEF+IS Strejesti	OT	Racordare în LEA 400 kV Slatina-Țânțăreni (stație comună cu Pârșcoveni)	100.8

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

2 ANALIZA CERINŢELOR DE MONITORIZARE ŞI REGLAJ, INCLUSIV INTERFAŢA NOII SURSE CU SISTEMUL SCADA ŞI DE TELECOMUNICAŢII

ANRE a emis Ordinul nr. 79/2016 ***"Ordin pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice",*** normă care a intrat în vigoare. Conform acestui ordin **IS Işalnița** se încadrează în **categoria D** de grupuri generatoare.

ANRE a emis Ordinul nr. 3/2023 pentru aprobarea ***"Norma tehnică privind cerinţele tehnice de racordare la reţelele electrice de interes public pentru instalaţiile de stocare a energiei electrice şi procedura de notificare pentru racordarea instalaţiilor de stocare a energiei electrice",*** normă care a intrat în vigoare în 18.01.2023. Astfel, IS trebuie să respecte cerințele prevăzute mai în continuare.

Art. 5. -

IS racordate la reţelele electrice de interes public respectă clasificarea unităţilor generatoare şi a centralelor electrice aprobată prin ordin al preşedintelui ANRE, în vigoare, cu excepţia IS instalate în cadrul locurilor de producere/consum noi sau existente, unde clasificarea IS se realizează exclusiv în baza puterii instalate.

Art. 6. -

(1) IS cu Pi mai mare sau egală cu 0,8 kW trebuie să îndeplinească următoarele cerinţe în ceea ce priveşte stabilitatea de frecvenţă:

a) să rămână conectată la reţea şi să funcţioneze (să evacueze, respectiv să absoarbă energie electrică) în domeniile de frecvenţă şi perioadele de timp prevăzute în tabelul 1;

b) să rămână conectată la reţea şi să funcţioneze (să evacueze, respectiv să absoarbă energie electrică) în cazul unor viteze de variaţie a frecvenţei de 2 Hz/s pentru un interval de timp de 500 ms sau de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1.000 ms sau de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2.000 ms, în funcţie de tipul de tehnologie, de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare (valoare precizată de ORR prin ATR) şi de inerţia disponibilă la nivelul zonei sincrone.

(2) Valorile prevăzute la alin. (1) lit. b) se comunică gestionarului IS la emiterea ATR.

(3) Reglajele protecţiilor din punctul de racordare coordonate de ORR trebuie să permită funcţionarea IS (să evacueze, respectiv să absoarbă energie electrică) pentru profilele de variaţie a frecvenţei prevăzute la alin. (1) lit. b).

Tabelul 1. Durata minimă în care IS trebuie să fie capabilă să rămână conectată la reţea pentru frecvenţe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvenţe	Durata de funcţionare
47,5 Hz - 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz - 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz - 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz - 51,5 Hz	30 de minute

Art. 7. -

IS cu Pi mai mare sau egală cu 0,8 kW, funcţionând în regim de producere de energie electrică, trebuie să aibă capabilitatea de a asigura RFA-CR la creşterile de frecvenţă peste valoarea nominală de 50 Hz, astfel:

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

a) la creşterile de frecvenţă, IS trebuie fie capabile să scadă puterea activă produsă, inclusiv să fie capabile să treacă în regim de consum de putere activă din reţea, corespunzător variaţiei de frecvenţă, în conformitate cu figura 1 şi cu următorii parametri:

(i) pragul de frecvenţă de la care IS asigură răspunsul la creşterea de frecvenţă este 50,2 Hz;

(ii) valoarea statismului setat (s2) se situează între 2% şi 12%, este stabilită la punerea în funcţiune a IS şi poate fi modificată de ORR prin dispoziţii de dispecer. De regulă valoarea statismului se stabileşte la valoarea de 5%;

(iii) IS funcţionând în regim de producere de energie electrică trebuie să fie capabile să scadă puterea activă corespunzător variaţiei de frecvenţă cu o întârziere iniţială mai mică de 500 ms (denumită întârziere şi notată t1 în figura 7). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarii IS justifică această întârziere, furnizând ORR motive de natură tehnică. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creşterii de frecvenţă trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variaţie de putere de 50% din Pmax;

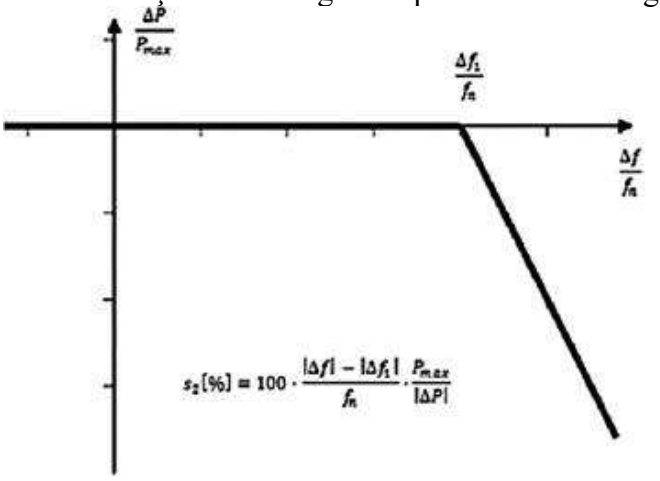
b) la atingerea puterii corespunzătoare unui nivel minim de reglaj, IS trebuie să fie capabile:

(i) să stabilizeze puterea activă într-un timp de maximum 20 secunde şi să funcţioneze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de energia înmagazinată) sau

(ii) să reducă în continuare puterea activă produsă, inclusiv cu intrarea în regim de consum, în conformitate cu caracteristicile sale funcţionale;

c) IS trebuie să fie capabile să rămână în funcţionare stabilă pe durata funcţionării în modul RFA-CR, când rezervorul nu este epuizat, pentru creşteri ale frecvenţei de peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR, inclusiv trecerea în regim de consum, prevalează asupra oricărei referinţe a puterii active.

Fig. 1. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvenţă în modul RFA-CR pentru IS funcţionând în regim de producere de energie electrică



- ΔP este variaţia puterii active produse de IS;
- Pmax este referinţa de putere activă faţă de care se stabileşte ΔP, şi anume Pmax a IS;
- Δf este abaterea frecvenţei în reţea;
- fn este frecvenţa nominală (50 Hz) în reţea;
- s2 este valoarea statismului setat.

Art. 8. -

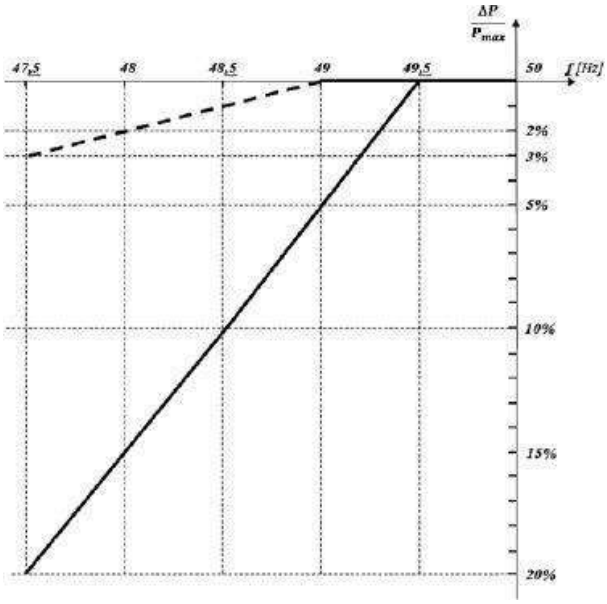
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Reducerea de putere activă produsă de IS cu Pi mai mare sau egală cu 0,8 kW funcţionând în regim de producere de energie electrică, faţă de Pmax produsă, ca urmare a scăderii frecvenţei, trebuie să se încadreze în limitele admisibile prezentate în figura 2, astfel:

a) la scăderea frecvenţei sub 49 Hz se admite reducerea Pmax produse în procent egal cu 2% din Pmax produsă la frecvenţa de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenţei cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a Pmax produse în funcţie de frecvenţă, care se situează deasupra liniei punctate;

b) la scăderea frecvenţei sub 49,5 Hz se admite o reducere maximă a puterii active produse cu un procent egal cu 10% din Pmax produsă la frecvenţa de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenţei cu 1 Hz, dacă frecvenţa este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a Pmax în funcţie de frecvenţă, care se situează deasupra liniei continue.

Fig. 2. Limitele admisibile ale reducerii de putere în cazul scăderii frecvenţei



Art. 9. -

(1) Reducerea admisibilă de putere activă faţă de Pmax produsă de IS cu Pi mai mare sau egală cu 0,8 kW funcţionând în regim de producere de energie electrică, în cazul unor abateri de frecvenţă sub valoarea de 49,5 Hz, se stabileşte în condiţii standard de mediu corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius. După caz, gestionarul IS transmite ORR şi OTS diagrama de dependenţă a puterii active de temperatură pentru cel puţin un set de temperaturi: - 10°C, 0°C, 15°C, 25°C, 30°C, 40°C.

(2) Gestionarul IS cu Pi mai mare sau egală cu 0,8 kW transmite ORR şi OTS diagrama de dependenţă a puterii active de factorii de mediu şi datele tehnice, prevăzute în anexa nr. 1 la prezenta normă tehnică.

(3) Datele şi informaţiile prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluţie aferentă procesului de racordare.

Art. 10. -

(1) ORR stabileşte condiţiile în care o IS cu Pi mai mare sau egală cu 0,8 kW se poate reconecta automat la reţea după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în reţea, după ce acestea au fost agreate cu OTS.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

(2) Condiţiile prevăzute la alin. (1) cuprind cel puţin următoarele:

a) instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât şi la OTS, cu excepţia situaţiei când funcţia de reconectare automată este conţinută de invertor, este menţionată în certificatul de conformitate şi corespunde prevederilor din legislaţia naţională, iar această funcţie nu este utilizată şi pentru reanclanşarea automată rapidă a unei linii/unui cablu electric;

b) cerinţa ca, de regulă, reconectarea automată să se realizeze în domeniul de frecvenţă (47,5÷51) Hz, de tensiune (0,9÷1,1)Un şi într-un timp de maximum 300 de secunde;

c) cerinţa ca rampa admisă pentru creşterea puterii active după conectare să fie cuprinsă în intervalul (10÷20)% din Pmax/min în regim de producere de putere activă.

(3) Condiţiile pentru reconectarea automată prevăzute la alin. (1) sunt aduse la cunoştinţa gestionarului IS în procesul de racordare la reţea, la emiterea ATR.

Art. 11. -

(1) IS cu Pi mai mare sau egal cu 0,8 kW funcţionând în regim de producere de energie electrică îndeplinesc următoarele cerinţe referitoare la stabilitatea de tensiune:

a) IS de categorie C trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, depăşeşte limitele specificate de ORR în domeniul (0,85÷1,1)Un, pentru tensiuni în punctul de racordare mai mici de 110 kV;

b) pentru IS de categorie A şi B se ţine cont de reglajele protecţiei împotriva funcţionării în regim insularizat;

c) IS de categorie D trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, depăşeşte limitele prevăzute în tabelele 8 şi 9, pentru tensiuni în punctul de racordare mai mari sau egale cu 110 kV.

(2) Cerinţele şi setările pentru deconectarea automată a IS se stabilesc de către ORR în coordonare cu OTS.

Art. 12. -

(1) IS de categoria A, racordate atât la MT, cât şi la JT, trebuie să fie echipate cu port de intrare/interfaţă logică cu scopul de a reduce evacuarea/absorbţia de puterea activă până la oprire într-un timp de maximum 5 secunde de la recepţionarea comenzii de deconectare la nivelul portului. ORR poate stabili cerinţe pentru echipamente, pentru ca această reducere să fie comandată de la distanţă.

(2) ORR care deţine DMS-SCADA integrează IS în sistemul de achiziţie a datelor în timp real, prioritate având IS racordate la nivelul de MT, în funcţie de posibilităţile de integrare ale sistemului DMS-SCADA în cauză.

Art. 13. -

IS de categorie A trebuie să îndeplinească următoarele cerinţe tehnice:

a) să fie echipate cu relee/funcţii de protecţie care să declanşeze întreruptorul principal din apropierea punctului de racordare în cazul:

(i) apariţiei unui regim de funcţionare insularizată;

(ii) depăşirii valorilor, maxime şi minime, ale tensiunii şi frecvenţei convenite cu operatorul de reţea;

(iii) depăşirii unui prag de curent (suprasarcină/scurtcircuit);

b) circuitele de curent alternativ aferente IS să fie echipate cu releele/funcţiile de protecţie antiinsularizare prevăzute la lit. a) pct. (i), externe IS şi care să declanşeze întreruptorul principal în situaţia în care IS racordată la reţeaua electrică de JT din instalaţia de utilizare are puterea instalată mai mare de 30 kVA sau IS este racordată la reţeaua electrică de MT;

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

c) pentru protecţiile antiinsularizare să se utilizeze funcţiile de protecţie prevăzute la lit. a) pct. (i) încorporate în instalaţia de stocare a energiei electrice pentru a declanşa întreruptorul IS, cu reglajele care respectă valorile din tabelele 2 şi 3, fără a fi necesare relee/funcţii de protecţie externe IS, în cazul în care IS are puterea instalată mai mică sau egală cu 30 kVA şi IS este racordată la reţeaua electrică de JT;

d) să nu funcţioneze în regimuri insularizate şi să nu injecteze energie electrică în reţeaua electrică. Dacă IS conţine o funcţie de protecţie împotriva funcţionării în regim insularizat care nu utilizează funcţiile de protecţie de tensiune şi frecvenţă, ORR analizează posibilitatea de utilizare a acesteia şi precizează în ATR mijloacele prin care se realizează funcţia de protecţie împotriva funcţionării în regim insularizat. În cazul în care ORR constată că funcţia de protecţie împotriva funcţionării în regim insularizat care nu utilizează funcţiile de protecţie de tensiune şi frecvenţă, conţinută în IS nu poate fi utilizată, comunică acest lucru în scris gestionarului IS, motivând imposibilitatea folosirii funcţiei respective;

e) să fie echipate cu protecţii în instalaţia de racordare la MT conform prevederilor art. 74 din "Norma tehnică pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale staţiilor electrice", cod NTE 011/12/00, aprobată prin Ordinul preşedintelui ANRE nr. 41/2012, care declanşează întreruptorul principal al IS şi care nu se încadrează în prevederile lit. a);

f) să respecte prevederile art. 14 şi 18 din norma tehnică prevăzută la art. 4 alin. (1) lit. g);

g) să fie echipate cu protecţii în instalaţia de racordare la JT conform prevederilor lit. a).

Tabelul 2. Valorile tensiunii şi frecvenţei pentru protecţia antiinsularizare pasivă aferentă IS a energiei electrice

Funcţia de protecţie	Valoarea	Temporizare (s)
Funcţia de protecţie de tensiune treapta I	1,15 Un	0,5
Funcţia de protecţie de tensiune treapta II	0,85 Un	3,2
Funcţia de protecţie de frecvenţă treapta I	52 Hz	0,5
Funcţia de protecţie de frecvenţă treapta II	47,5 Hz	0,5

Tabelul 3. Valoarea reglajelor de semnalizare a funcţiei de protecţie maximală şi minimală de frecvenţă

Funcţia de protecţie	Valoarea
Funcţia de protecţie de minimă frecvenţă pentru IS	49,5 Hz
Funcţia de protecţie de maximă frecvenţă	50,5 Hz

NOTĂ: Această funcţie se activează doar în cazul în care este conţinută în IS şi există posibilitatea semnalizării, suplimentar funcţiilor de protecţie prevăzute în tabelul 2.

Art. 14. -

IS de categorie B, C şi D sunt dotate cu un sistem de reglaj al puterii active consumate, respectiv generate care permite:

a) modificarea referinţei de putere activă în conformitate cu dispoziţiile date gestionarului IS, de către ORR sau OTS, după caz;

b) modificarea referinţei de putere activă de la distanţă; în situaţia în care echipamentele de modificare a puterii active de la distanţă sunt indisponibile, se permite reglajul local;

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

c) reglarea vitezei de variaţie a puterii active solicitate, agreate de gestionarul IS cu OTS şi ORR, în funcţie de performanţele IS şi de tehnologia utilizată.

Art. 15. -

IS de categorie B, C şi D îndeplinesc următoarele cerinţe de stabilitate în funcţionare, referitoare la:

a) capabilitatea de trecere peste defect, în cazul defectelor simetrice:

(i) IS de categorie B şi C trebuie să fie capabile să rămână conectate la reţea, continuând să funcţioneze în mod stabil după un defect în reţea eliminat corect, în conformitate cu dependenţa tensiune-timp descrisă în figura 3, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, şi descrisă de parametrii din tabelul 4;

(ii) IS de categorie D trebuie să fie capabilă să rămână conectată la reţea, continuând să funcţioneze în mod stabil după un defect în reţea eliminat corect, în conformitate cu dependenţa tensiune-timp descrisă în figura 4, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, şi descrisă de parametrii din tabelul 5;

(iii) diagrama de evoluţie a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a evoluţiei tensiunii de linie a reţelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, la apariţia unui defect simetric, ca funcţie de timp înainte de defect, în timpul defectului şi după defect;

(iv) la solicitarea unui gestionar de IS, ORR furnizează condiţiile înainte şi după defect (ca valori relevante rezultate din cazuri tipice) care se iau în considerare pentru capabilitatea de trecere peste defect, ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, privind:

1. puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect, după caz, exprimată în MVA;

2. punctul de funcţionare al IS înainte de defect, exprimat prin putere activă, putere reactivă şi tensiune, după caz; şi

3. puterea minimă de scurtcircuit după defect, după caz, exprimată în MVA;

(v) IS trebuie să rămână conectată la reţea şi să continue să funcţioneze stabil în cazul în care variaţia tensiunii de linie a reţelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, cu luarea în considerare a condiţiilor existente înainte şi după defect prevăzute la punctul (iv), depăşeşte limita inferioară prevăzută la punctele (i), respectiv (ii), cu excepţia declanşărilor prin protecţiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele şi setările sistemelor de protecţie împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanţa capabilităţii de trecere peste defect;

(vi) cu luarea în considerare a cerinţelor prevăzute la punctul (v), gestionarul IS stabileşte protecţia la tensiune minimă (fie capabilitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare/delimitare, după caz), în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent IS, cu excepţia cazului în care ORR solicită un domeniu de tensiune mai restrâns;

b) capabilitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice trebuie să respecte prevederile lit. (a), pct. (i) şi (ii), pentru defecte simetrice;

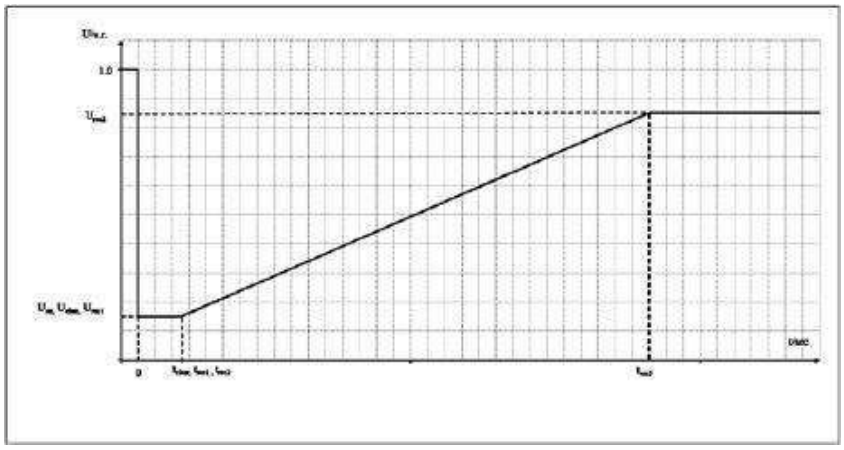
c) menţinerea funcţionării stabile în orice punct al diagramei de capabilitate P-Q în cazul oscilaţiilor de putere între IS şi punctul de racordare/delimitare, după caz;

d) IS trebuie să rămână conectată la reţea fără a reduce puterea (în limitele date de energia înmagazinată disponibilă), atât timp cât frecvenţa şi tensiunea se încadrează în limitele prevăzute în tabelul 1, respectiv ±10% Un pentru tensiuni mai mici de 110 kV;

e) IS trebuie să rămână conectată la reţea în cazul acţiunii RAR monofazat sau trifazat pe liniile din reţeaua buclată la care este racordată;

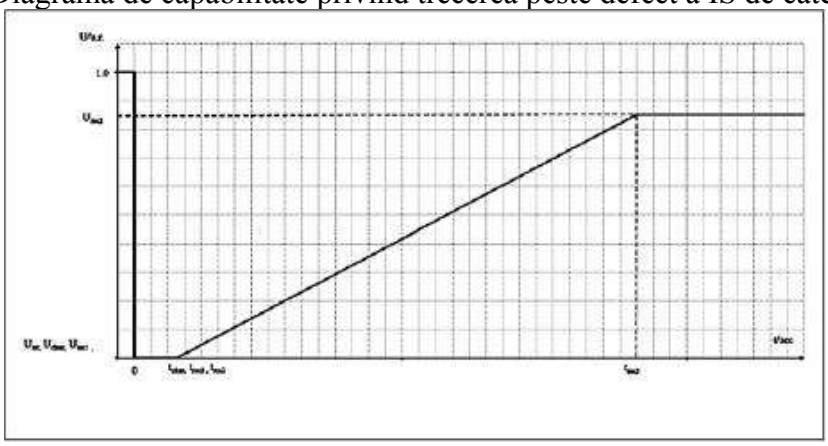
Fig. 3. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a IS de categorie B şi C

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio



NOTĂ: Tensiunea Uret este tensiunea reziduală în timpul unui defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, tclear este momentul în care defectul a fost eliminat. Urec1, Urec2, trec1, trec2 şi trec3 reprezintă anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului. Diagrama din figura 3 reprezintă limita inferioară a graficului de evoluţie în timp a tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă şi valoarea de referinţă, exprimată în unităţi relative, înainte, în timpul şi după eliminarea unui defect.

Fig. 4. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a IS de categorie D



Tabelul 4. Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect pentru IS de categorie B şi C

Parametrii tensiunii (u.r.)		Parametrii de timp (secunde)	
U_{ret}	0,15	t_{clear}	0,25
U_{clear}	0,15	t_{rec1}	0,25
U_{rec1}	0,15	t_{rec2}	0,25
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	3

Tabelul 5. Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect pentru IS de categorie D

Parametrii tensiunii (u.r.)		Parametrii de timp (secunde)	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,25

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

U_{clear}	0	t_{rec1}	0,25
U_{rec1}	0	t_{rec2}	0,25
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	3

Art. 16. -

(1) IS de categoria C şi D funcţionând în regim de producere de energie electrică trebuie să asigure răspunsul limitat la abaterile de frecvenţă în cazul scăderii frecvenţei (RFA-SC), după cum urmează:

a) trebuie să poată mobiliza puterea activă, inclusiv prin trecerea din regim de consum (încărcare) în regim de producere de energie electrică, în funcţie de disponibilitatea rezervorului, ca răspuns la scăderea frecvenţei sub un prag de frecvenţă de 49,8 Hz şi cu un statism stabilit de OTS la PIF sau prin dispoziţii de dispecer în limitele (2÷12)%, de regulă la valoarea de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% Pmax,în conformitate cu figura 5;

b) furnizarea puterii active ca răspuns la scăderea frecvenţei (în modul RFA-SC) trebuie să ţină seama, după caz, de:

(i) diagrama dependenţei puterii active produse de condiţiile de mediu;

(ii) cerinţele de funcţionare a IS, în special limitările privind funcţionarea în apropierea puterii active maxime în cazul unei frecvenţe scăzute şi impactul condiţiilor externe de funcţionare, în conformitate cu prevederile art. 8 şi 9.

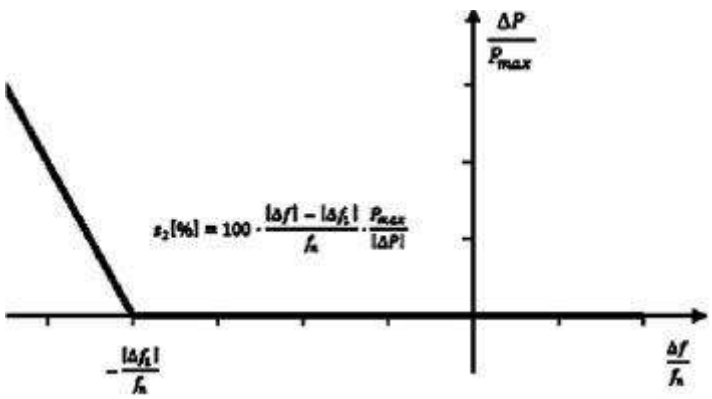
(2) Activarea răspunsului în putere activă la abaterile de frecvenţă nu trebuie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea, denumită timp mort şi notată cu t1 în figura 5, este mai mare de 500 ms, gestionarul IS trebuie să justifice OTS această întârziere.

(3) La funcţionarea în modul RFA-SC, IS funcţionând în regim de producere de energie electrică trebuie să asigure o creştere de putere până la puterea maximă/admisibilă. Timpul de răspuns la creşterea de putere trebuie să fie mai mic sau egal cu 10 secunde la o variaţie de putere de maximum 50% din puterea maximă.

(4) IS funcţionând în regim de producere de energie electrică trebuie să funcţioneze stabil în timpul modului RFA-SC pe durata unor frecvenţe mai mici de 49,8 Hz.

(5) În cazul scăderilor de frecvenţă sub 49,8 Hz, unde Δf este mai mic ca - 200 mHz, IS funcţionând în regim de producere de energie electrică trebuie să crească puterea activă în conformitate cu statismul s2 din figura 5.

Fig. 5. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvenţă în modul RFA-SC pentru IS funcţionând în regim de producere de energie electrică



Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Pmax este referinţa de putere activă faţă de care se stabileşte ΔP, şi anume puterea maximă a IS; ΔP este variaţia puterii active produsă de IS; fn este frecvenţa nominală (50 Hz) în reţea şi Δf este abaterea frecvenţei în reţea.

Art. 17. -

IS de categoria C şi D trebuie să îndeplinească în mod cumulativ, suplimentar cerinţelor prevăzute la art. 16, conform figurii 6, următoarele cerinţe:

a) să furnizeze RFA, în conformitate cu parametrii şi condiţiile stabilite de OTS, în domeniile de valori prevăzute în tabelul 6, astfel:

(i) în cazul creşterii frecvenţei faţă de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvenţă poate fi furnizat prin scăderea puterii produse până la anularea puterii active produse;

(ii) în cazul scăderii frecvenţei faţă de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvenţă este asigurat prin diminuarea puterii consumate;

(iii) furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvenţă depinde de condiţiile externe şi de funcţionare ale IS în momentul mobilizării puterii active, respectiv de limitările date de energia acumulată, în cazul scăderii frecvenţei;

b) să poată modifica banda moartă de frecvenţă şi statismul, la dispoziţia OTS. De regulă, valoarea statismului s1 este de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% Pmax;

c) în cazul variaţiei treaptă a frecvenţei, să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvenţă, până la sau peste linia din figura 7, în conformitate cu parametrii prevăzuţi în tabelul 7, în absenţa limitărilor de ordin tehnologic, şi anume: cu o întârziere (t1) de 500 ms şi un timp de activare de maximum 10 secunde (t2);

d) activarea iniţială a puterii active nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea iniţială a puterii active este mai mare de 500 ms, gestionarul IS trebuie să furnizeze dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp;

e) trebuie să aibă capabilitatea de a furniza puterea activă corespunzător abaterii de frecvenţă pe o durată de minimum 15 minute, specificată de OTS;

f) IS trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP1 din figura 7 în conformitate cu timpii t1 şi t2, valorile ΔP1, t1 şi t2 fiind stabilite de OTS, în conformitate cu prevederile din tabelul 7;

g) reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvenţă.

Tabelul 6. Parametrii de răspuns în putere activă la abaterea de frecvenţă

Parametri		Intervale
Variaţia puterii active raportate la puterea maximă $\frac{\lvert\Delta P_i\rvert}{P_{max}}$		(2÷10)%
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvenţă	$\lvert\Delta f_i\rvert$	10 mHz
	$\frac{\lvert\Delta f_i\rvert}{f_n}$	(0,02÷0,06)%
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvenţă		0 mHz
Statism s_i		(2÷12)%

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Tabelul 7. Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvenţă

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată, raportată la puterea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{\lvert\Delta P_1\rvert}{P_{max}}$	(1,5÷10)%
Întârzierea inițială maximă admisibilă t_1, cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul IS	0,5 secunde
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2, cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare din motive de stabilitate a sistemului	10 secunde

Fig. 6. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvenţă a IS în regim RFA, în cazul în care zona de insensibilitate şi bandă moartă sunt zero

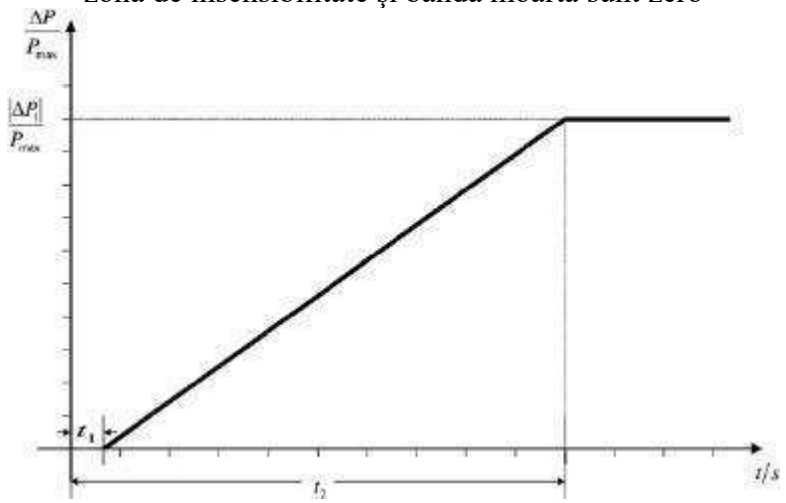
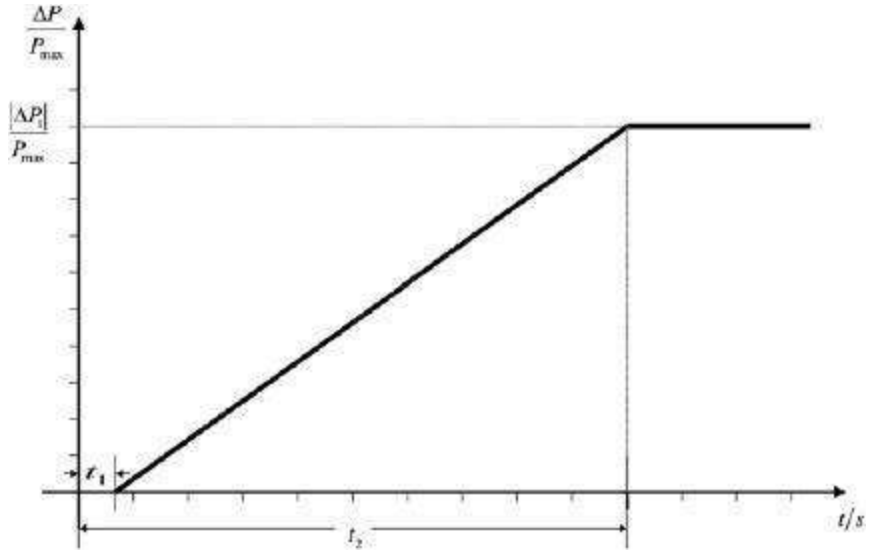


Fig. 7. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvenţă

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio



Art. 18. -

(1) IS de categoria C şi D asigură monitorizarea în timp real a răspunsului automat al IS la abaterile de frecvenţă prin transmiterea în timp real şi în mod securizat, de la o interfaţă a IS la centrul de dispecer al ORR, la cererea acestuia, cel puţin a următoarelor semnale:

a) semnalul de stare de funcţionare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvenţă;

b) puterea activă de referinţă (programată);

c) valoarea reală a puterii active.

(2) ORR stabileşte semnalele suplimentare care urmează să fie furnizate de către IS prin intermediul dispozitivelor de monitorizare şi înregistrare pentru verificarea performanţei furnizării răspunsului în putere activă la abaterile de frecvenţă. Semnalele suplimentare sunt:

a) frecvenţa în punctul de racordare/delimitare, după caz;

b) semnalele de stare şi comenzile poziţiei întreruptorului şi poziţiei separatoarelor.

(3) Gestionarul IS asigură transmiterea semnalelor printr-o cale/prin două căi de comunicaţie independentă(e), precizată(e) prin ATR; de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

(4) Setările parametrilor aferenţi modului reglaj de frecvenţă activă şi statismul se stabilesc prin dispoziţii de dispecer.

Art. 19. -

(1) IS de categorie B, C şi D trebuie să îndeplinească următoarele cerinţe generale de operare referitoare la schemele de control şi automatizare cu setările aferente:

a) schemele de control şi automatizare, precum şi setările acestora, inclusiv parametri de reglaj, necesare calculelor de stabilitate a reţelei şi analizei măsurilor de urgenţă, trebuie să fie transmise de gestionarul IS la ORR, respectiv la OTS, cu cel puţin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate şi convenite între OTS, ORR şi gestionarul IS;

b) orice modificări ale schemelor de reglaj şi automatizare şi ale setărilor aferente, prevăzute la lit. a), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale IS trebuie să fie coordonate şi convenite între OTS, ORR şi gestionarul IS.

(2) IS de categorie B, C şi D trebuie să îndeplinească următoarele cerinţe generale de operare referitoare la schemele de protecţie electrică şi setările aferente:

a) sistemele de protecţie necesare pentru IS şi pentru reţeaua electrică, precum şi setările relevante pentru IS trebuie să fie coordonate şi agreate de ORR şi de gestionarul IS, în procesul

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

de racordare. Funcţiile protecţiilor se dispun de către ORR, care poate solicita un alt reglaj de protecţie faţă de cel propus de gestionar. Sistemele de protecţie şi setările acestora pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanţa IS. Sistemele de protecţie şi automatizare respectă cel puţin următoarele cerinţe:

(i) trebuie să asigure protecţia împotriva defectelor interne ale IS şi împotriva defectelor şi regimurilor anormale de funcţionare din reţeaua electrică unde acesta este racordat;

(ii) trebuie să fie performante, de fiabilitate ridicată şi organizate în grupe cu funcţionalitate redundantă; protecţiile trebuie să fie selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne şi externe, să fie separate fizic şi galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune şi curent şi până la dispozitivele de execuţie a comenzilor;

(iii) sistemul de protecţii electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, raportat la bornele IS, cel puţin curenţii de scurtcircuit, asimetria de curenţi, tensiunea maximă/minimă, frecvenţa maximă/minimă;

(iv) sistemul de protecţii electrice împotriva defectelor externe, ca protecţii de rezervă, trebuie să fie capabil să sesizeze cel puţin scurtcircuitele simetrice şi asimetrice din reţeaua electrică unde este racordată IS, oscilaţiile de putere, asimetria de curenţi, suprasarcinile electrice de curent şi de tensiune;

(v) în cazul IS de categorie C şi D, sistemul de protecţii electrice trebuie să fie prevăzut cu funcţii extinse de autotestare şi autodiagnoză şi cu funcţii de înregistrare a evenimentelor şi de oscilografiere. Sistemul de protecţii electrice trebuie prevăzut cu interfeţe standard de comunicaţie pentru integrarea la un sistem local de achiziţie date, supraveghere şi control;

b) protecţia electrică are întâietate faţă de dispoziţiile de dispecer, ţinând seama de siguranţa în funcţionare a sistemului, de sănătatea şi securitatea personalului, respectiv protecţia mediului, precum şi de atenuarea oricărei avarii survenite la IS;

c) ORR şi gestionarul IS se coordonează şi convin ca sistemele de protecţie să asigure, cel puţin, protecţia la următoarele defecte, astfel:

(i) protecţiile IS de către gestionarul IS, pentru:

1. defecte interne ale IS (scurtcircuite şi puneri la pământ);
2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune;
3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de racord la reţeaua electrică;
4. scurtcircuite sau puneri la pământ în reţeaua electrică, ca protecţie de rezervă;
5. tensiune maximă şi minimă la bornele IS;

(ii) protecţiile asigurate de gestionarul IS şi/sau de ORR, după caz:

1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia de racord la reţeaua electrică;
2. tensiunea maximă şi minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
3. frecvenţa maximă şi minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
4. scurtcircuite sau puneri la pământ în reţea, ca protecţie de rezervă;

d) modificările schemelor de protecţie şi ale setărilor necesare pentru IS şi pentru reţeaua electrică se convin în prealabil între ORR şi gestionarul IS.

(3) La IS de categorie B, C şi D, dispozitivele de protecţie şi control se organizează de gestionarul IS în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităţilor:

a) protecţia reţelei electrice şi a IS;

b) reglajul de frecvenţă (în cadrul reglajului puterii active);

c) restricţii de putere;

d) limitarea rampelor de variaţie a puterii.

(4) IS de categorie B, C şi D trebuie să poată să se deconecteze de la reţea în mod automat la pierderea stabilităţii în funcţionare. Criteriile de deconectare, tipul protecţiei împotriva asimetriei de curent, întreruperii unei faze şi timpul critic de deconectare se convin între gestionarul IS, ORR şi OTS.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

(5) Dispozitivele de măsură şi control din dotarea IS de categorie C şi D:

a) trebuie să asigure înregistrarea defectelor şi monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcţiile asigurate de osciloperturbografe. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri:

(i) tensiunile pe toate cele trei faze;

(ii) curentul pe fiecare fază;

(iii) puterea activă pe toate cele trei faze;

(iv) puterea reactivă pe toate cele trei faze;

(v) frecvenţa.

ORR are dreptul să stabilească performanţele parametrilor puşi la dispoziţie prin intermediul echipamentelor menţionate anterior, cu condiţia convenirii prealabile a acestora cu gestionarul IS;

b) setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării şi ratele de eşantionare, se stabilesc de comun acord între gestionarul IS şi ORR la momentul PIF şi se consemnează prin dispoziţii scrise. Acestea cuprind şi un criteriu de detectare a oscilaţiilor, stabilit de OTS;

c) ORR, OTS şi gestionarul IS stabilesc de comun acord includerea unui criteriu de detectare a oscilaţiilor pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS cu scopul de a detecta oscilaţiile cu amortizare insuficientă (neamortizate);

d) sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informaţii al gestionarului IS şi al ORR. Protocoalele de comunicaţie pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul IS, ORR şi OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare.

(6) În cazul modelelor de simulare a funcţionării IS de categorie B, C şi D:

a) la solicitarea ORR sau a OTS, gestionarul IS trebuie să furnizeze modele de simulare a funcţionării IS, care să reflecte comportamentul IS atât în regim staţionar, cât şi dinamic (inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii, dacă este solicitat);

b) modelele furnizate conform prevederilor lit. a) trebuie să conţină următoarele submodele, în funcţie de componentele individuale:

(i) modelul IS;

(ii) reglajul puterii active, inclusiv răspunsul la variaţiile de frecvenţă;

(iii) reglajul puterii reactive şi al tensiunii, în cazul IS de categorie D;

(iv) modelele protecţiilor IS, aşa cum au fost convenite între ORR şi gestionarul IS;

c) în solicitarea ORR prevăzută la lit. a) se specifică:

(i) formatul în care trebuie să fie furnizate modelele de simulare, inclusiv programul de calcul utilizat;

(ii) documentaţia privind structura unui model matematic şi schema electrică;

(iii) estimarea puterii minime şi maxime de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA, ca echivalent de reţea;

d) gestionarul IS furnizează ORR, la cerere, înregistrări ale performanţelor IS. ORR sau OTS poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului modelelor şi simulărilor pe model realizate cu înregistrările reale de funcţionare.

(7) În cazul IS de categorie B, C şi D se prevede montarea de dispozitive pentru operare şi pentru siguranţa în funcţionare a sistemului. Dacă ORR sau OTS consideră că la o IS este necesar să instaleze dispozitive suplimentare pentru a menţine sau restabili funcţionarea acesteia sau siguranţa în funcţionare a sistemului, ORR şi gestionarul IS, împreună cu OTS, analizează şi convin asupra soluţiei.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

(8) În cazul IS de categorie B, C şi D legarea la pământ a punctului neutru al transformatoarelor ridicătoare de tensiune pe partea spre reţea trebuie să respecte specificaţiile ORR.

Art. 20. -

IS de categorie B, C şi D trebuie să fie capabile să compenseze puterea reactivă a liniei sau a cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al IS şi punctul de racordare/delimitare, după caz. Puterea reactivă suplimentară trebuie să fie asigurată de IS sau printr-un echipament dedicat pus la dispoziţie de către gestionarul IS dacă IS nu poate asigura în totalitate puterea reactivă suplimentară. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz, schimb de putere reactivă zero, la puterea activă nulă schimbată în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o toleranţă: de maximum 0,5 MVAr dacă tensiunea în punct de racordare/delimitare, după caz, este ≥110 kV sau dacă punctul de racordare/delimitare, după caz, este situat la barele staţiilor electrice, respectiv maximum 0,1 MVAr pentru IS racordate în linii sau la capătul unei linii lungi de MT.

Art. 21. -

(1) IS de categorie C şi D trebuie să fie capabile:

a) să asigure un factor de putere de cel mult 0,9, în punctul de racordare/delimitare, după caz. Pentru IS de categorie C, în reglajul factorului de putere este prioritară puterea activă, iar pentru IS de categorie D este prioritară puterea reactivă, atât la absorbţie, cât şi la evacuare de putere activă;

b) să furnizeze automat putere reactivă în modul de reglaj al tensiunii, în modul de reglaj al puterii reactive sau în modul de reglaj al factorului de putere;

c) în ceea ce priveşte modul de reglaj de tensiune, IS de categorie D să fie capabile să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, prin asigurarea schimbului necesar de putere reactivă cu reţeaua electrică, la o valoare de referinţă a tensiunii situată cel puţin în domeniul (0,95÷1,05) u.r. cu o referinţă prescrisă în paşi care nu depăşesc 0,01 u.r., cu o rampă minimă de (2÷7)% în paşi de maximum 0,5%. Puterea reactivă produsă este zero atunci când valoarea tensiunii de reţea în punctul de racordare/delimitare, după caz, este egală cu valoarea de referinţă a tensiunii. Referinţa poate fi realizată cu sau fără o bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 la ±5% Uref, unde Uref = Un, în paşi de cel mult 0,5% Uref;

d) în ceea ce priveşte modul de reglaj al puterii reactive, să permită stabilirea valorii de referinţă a puterii reactive oriunde în domeniul de putere reactivă, cu paşi de reglaj de cel mult 5 MVAr sau, dacă această valoare este mai mică, de 5% din puterea reactivă totală, să regleze puterea reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o precizie de plus sau minus 5 MVAr sau, dacă această valoare este mai mică, de plus sau minus 5% din puterea reactivă totală;

e) în ceea ce priveşte modul de reglaj al factorului de putere, să permită reglajul factorului de putere în punctul de racordare/delimitare, după caz, în domeniul/conturul diagramei P-Q, cu un factor de putere setat în paşi care nu depăşesc individual valoarea de 0,01. ORR stabileşte valoarea factorului de putere solicitat, toleranţa şi durata de realizare a factorului de putere solicitat în urma unei schimbări bruşte a puterii active. Toleranţa factorului de putere solicitat se exprimă prin toleranţa puterii reactive corespunzătoare, dar care nu va depăşi 1% din valoarea puterii maxime reactive.

(2) ORR în cooperare cu OTS şi cu gestionarul IS de categorie C şi D precizează care dintre cele trei opţiuni privind modul de reglaj al puterii reactive (reglaj de tensiune, de putere

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

reactivă sau de factor de putere) cu valorile de referinţă asociate trebuie aplicate şi ce alte echipamente sunt necesare pentru ca reglajul valorii de referinţă să poată fi realizat de la distanţă.

(3) În ceea ce priveşte ierarhizarea contribuţiei puterii active sau reactive a IS de categorie C şi D, OTS precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care se solicită capabilitatea de trecere peste defect. Dacă se acordă prioritate contribuţiei puterii active, furnizarea acesteia se stabileşte cel târziu la 150 ms de la începerea defectului.

(4) În ceea ce priveşte domeniile de tensiune:

a) fără a aduce atingere dispoziţiilor art. 15 lit. a) referitoare la capabilitatea de trecere peste defect, IS de categorie C şi D trebuie să poată rămâne conectată la reţea şi să funcţioneze în domeniul de tensiune al reţelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, faţă de tensiunea de referinţă de 1 u.r. şi pe duratele indicate în tabelele 8 şi 9;

b) OTS poate stabili perioade mai scurte de timp în care IS de categorie C şi D trebuie să fie capabile să rămână conectate la reţea în cazul prezenţei simultane a unei tensiuni maxime cu o frecvenţă scăzută sau a unei tensiuni minime cu o frecvenţă de valoare mare;

c) ORR şi gestionarul IS, în coordonare cu OTS, pot conveni domenii de tensiune mai extinse sau durate minime de funcţionare mai mari. Dacă domeniile de tensiune extinse sau duratele minime de funcţionare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic şi tehnic, gestionarul IS nu poate refuza nejustificat acordul pentru aceste propuneri. Pentru zone de reţea în care se convin durate mai mari de funcţionare de 20 minute la valori ale tensiunii în intervalul 1,118 u.r.-1,15 u.r., durata maximă nu poate depăşi 60 de minute. Valorile se stabilesc în baza unor convenţii de exploatare încheiate între utilizatori şi ORR.

Tabelul 8. Durata minimă de funcţionare a unei IS racordate la tensiunea de 110 kV, respectiv 220 kV

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcţionare
0,85 u.r.-0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r.-1,118 u.r.	Nelimitată
1,118 u.r.-1,15 u.r.	30 de minute

Tabelul 9. Durata minimă de funcţionare a unei IS racordate la tensiunea de 400 kV

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcţionare
0,85 u.r.-0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r.-1,05 u.r.	Nelimitată
1,05 u.r.-1,10 u.r.	30 de minute

Art. 22. -

(1) IS de categorie B şi C se integrează obligatoriu în sistemul DMS-SCADA al ORR, asigurând cel puţin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea şi frecvenţa în punctul de racordare/delimitare.

(2) IS de categorie D se integrează în sistemul DMS-SCADA al ORR şi în sistemul EMS-SCADA, după caz, asigurând cel puţin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea şi frecvenţa în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă şi puterea reactivă sau de tensiune, semnale de stare şi comenzi pentru poziţia întreruptorului şi pentru poziţia separatoarelor în corelare cu prevederile metodologiei prevăzute la art. 4 alin (1) lit. h).

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

(3) Gestionarul IS de categorie D asigură transmiterea semnalelor prin două căi de comunicaţie independente precizate prin ATR, similar instalaţiilor de producere a energiei electrice, specificate în metodologia prevăzută la art. 4 alin. (1) lit. h). De regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

(4) Gestionarul IS de categorie B şi C asigură transmiterea semnalelor printr-o singură cale de comunicaţie precizată prin ATR similar instalaţiilor de producere a energiei electrice prevăzute în metodologia menţionată la art. 4 alin. (1) lit. h).

(5) Prevederile alin. (1) - (4) nu se aplică gestionarilor IS de categorie A, inclusiv prosumatorilor pentru care există prevederi specifice în reglementările în vigoare.

Art. 23. -

Gestionarul IS de categorie B, C şi D are obligaţia de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeţei cu sistemul DMS-SCADA al ORR, respectiv EMS-SCADA.

Art. 24. -

IS de categorie C şi D sunt conduse de la un centru de dispecer.

3 MONITORIZAREA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE

În conformitate cu prevederile Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin ordinul ANRE nr. 46/2021, pentru caracteristicile tensiunii în PD, prevederile SR EN 50160: 2011 **Caracteristici ale tensiunii în rețelele electrice de distribuție** reprezintă cerințe minimale. Modul de măsurare a acestora trebuie să se realizeze conform SR EN 50160.

Principalii parametri de calitate sunt prezentați în tabelul de mai jos.

Tabel 3.1

Fenomen	Limite admisibile
Limite pentru tensiunea contractuală la MT și IT	Tensiunea contractuală U_c situată în plaja ± 5% față de tensiunea nominală
Flicker	$P_{lt} \leq 1\%$ pentru 95% din săptămână
Variaţii rapide de tensiune în regim normal	± 4% faţă de U_c la MT și IT
Nesimetrie (componenta negativă) - K_n	la IT, $K_n \leq 1\%$, pentru 95% din săptămână
Frecvența*	50 Hz ± 1% (rețea interconectată) 50 Hz + 4/–6%

Limitele normate de variație a frecvenței în funcționare sunt:

a) 47,00 – 52,00 Hz timp de 100% din an
b) 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% din an

În PD, la MT și IT, în condiții normale de exploatare, excluzând întreruperile, pe durata oricărui interval de timp de o săptămână, 99% din valorile efective, mediate pe o durată de 10 minute, ale tensiunii de alimentare, nu trebuie să aibă o abatere mai mare de ±10% din tensiunea contractuală. De asemenea, pe durata oricărui interval de timp de o săptămână, 100% din valorile efective, mediate pe o durată de 10 minute, nu trebuie să aibă o abatere mai mare de ± 15% din tensiunea contractuală.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Factorul total de distorsiune armonică a tensiunii la IT trebuie să fie mai mic sau egal cu 3%.

Instalația de stocare va trebui să poată funcționa în limitele de tensiune și frecvență stabilite prin Standardul de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice și va trebui să respecte toate condițiile menționate.

Principala perturbație introdusă în funcționare de o instalație de stocare este regimul deformant (în principal pe curent) – datorită prezenței invertoarelor.

THD_U precizat în datele tehnice ale invertoarelor este < 3%. Utilizatorul, dacă va fi cazul, va trebui să prevadă filtre de armonice pentru a încadra THD_u în valoarea aprobată de OD (încadrarea în valoarea normată).

Cu referire la indicatorii de calitate, la punerea în funcțiune a IS, prin măsurători pe perioade determinate, se vor verifica performanțele indicate de utilizator/fabricant. Dacă va fi cazul în urma măsurătorilor vor fi prevăzute de către solicitant/utilizator mijloacele necesare de corecție.

Conectarea la rețea va fi condiționată de respectarea condițiilor reglementate, în prezent în anchetă, cerute de OTS/OD și a normelor internaționale (CEI, IEEE) pentru perturbațiile introduse de IS.

Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, IS va trebui să asigure, în punctul de racordare/delimitare, după caz, în conformitate cu standardele aflate în vigoare, calitatea energiei electrice, prin încadrarea indicatorilor de calitate ai energiei electrice în limitele impuse prin aceste standarde.

Astfel, este necesar ca utilizatorul să realizeze măsurători de calitate a energiei electrice prin care să se determine nivelul de perturbații în punctul de racordare/delimitare. Măsurătorile se vor realiza înainte de racordare și după punerea în funcțiune a IS.

Pentru urmărirea continuității și calității energiei electrice, se va realiza monitorizarea acesteia, cu ajutorul unor aparate complexe adecvate. Aparatele de monitorizare trebuie să permită, minimum, măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitor la tensiune: întreruperile tranzitorii, întreruperile scurte și lungi, frecvența, valoarea efectivă a tensiunii, golurile de tensiune, supratensiunile temporare la frecvența industrială (50 Hz) între faze și pământ sau între faze (voltage swells), fenomenul de flicker, variațiile rapide și lente de tensiune, armonicile, interarmonicile, factorul de distorsiune armonică, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni. De asemenea, aparatele trebuie să permită înregistrarea și măsurarea curenților (unda fundamentală și armonicile).

4 REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE CU N ȘI N-1 ELEMENTE ÎN FUNCȚIUNE PENTRU VARIANTELE ANALIZATE

4.1 Ipoteze

Calculele de regimuri staționare s-au efectuat în scopul verificării condițiilor de evacuare/absorbție a puterii de noua IS.

Analiza regimurilor staționare de funcționare s-a făcut luând ca bază datele de intrare, respectiv configurația de rețea și sursele transmise de CNTEE Transelectrica SA pentru palierele caracteristice de vârf de seară iarnă (VSI), vârf dimineață vară (VDV) și gol de noapte vară (GNV).

În calculele efectuate s-au modelat integral rețelele de 400kV, 220kV și 110kV ale SEN, considerând debuclările rețelei de 110kV prevăzute în schema normală.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

4.2 Considerente generale privind analiza condițiilor de evacuare a puterii din CEF

În conformitate cu ordinele în vigoare elaborate de ANRE, la analiza condițiilor de evacuare/consum a puterii de noua instalație de stocare s-a urmărit încadrarea nivelurilor de tensiune și a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale acestei centrale și pe celelalte elemente ale rețelei din zonă în limitele admisibile pentru funcționarea de durată, în condițiile criteriilor deterministe de dimensionare a SEN.

Se precizează că toate calculele se efectuează considerând toate unitățile de transformare pe plotul median, reglarea tensiunii prin utilizarea reglajului pe unitățile de transformare rămânând o rezervă a OTS.

4.3 Etapa de analiză pe termen mediu (2026)

4.3.1 Consumuri din zonă

Consumul total al zonei de analiză pe termen mediu (2026), este prezentat defalcat pe zone în tabelul 4.1.

Tabel 4.1

Zona de consum	Puterea consumată (MW)	
	VDV	VDI
Dolj	168,8	232,4
Gorj	218,9	239,9
Mehedinți	68,8	92,8
Olt	483,1	515,5
TOTAL	**939,6**	**565,1**

4.4 Etapa de analiză pe termen lung (2031)

4.4.1 Consumuri din zonă

Consumul total al zonei de analiză pe termen lung (2031), este prezentat defalcat pe zone în tabelul 4.2.

Tabel 4.2

Zona de consum	Puterea consumată (MW)	
	VDV	VDI
Dolj	195,6	221,4
Gorj	169,3	203,5
Mehedinți	80,2	74,4
Olt	466,3	525,6
TOTAL	**911,4**	**1024,9**

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

4.4.2 Dezvoltare rețele electrice

În planul de dezvoltare al CNTEE Transelectrica SA nu sunt menționate lucrări de întărire a rețelei electrice de transport în zona analizată.

4.5 Calcule de regimuri de dimensionare

4.5.1 Considerente generale

În conformitate cu "Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport", "Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Distribuție" elaborate de ANRE și cu PE – 026/1992, la analiza condițiilor de absorbție a puterii solicitate de noii consumatori s-au urmărit încadrarea nivelurilor de tensiune și a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale acestor centrale și pe celelalte elemente ale rețelei din zonă în limitele admisibile pentru funcționarea de durată, în condițiile criteriilor deterministe de dimensionare a SEN.

Calculele regimurilor permanente s-au efectuat conform ultimelor reguli elaborate de către CNTEE „Transelectrica" - SA și utilizate în studii de soluţie la racordarea noilor centrale.

Se precizează că toate calculele se efectuează considerând toate unităţile de transformare pe plotul median, reglarea tensiunii prin utilizarea reglajului pe unităţile de transformare rămânând o rezervă a OTS.

Pentru regimul de dimensionare, în conformitate cu setul de reguli transmis de CNTEE „Transelectrica" - SA:

- calculele de regimuri staţionare s-au realizat plecând de la regimul mediu de bază;
- instalația de stocare (IS) analizată s-a considerat încărcată la puterea nominală pentru regimurile cu N și N-1 elemente în funcţiune;
- centralele electrice se consideră ca în RMB.

Capacitatea maximă a liniilor electrice se consideră conform ultimelor reguli CNTEE Transelectrica SA, diferențiat funcție de palierul analizat (VSI, VDV sau GNV).

Conform regulilor, balanța se va echilibra prin scăderea, până la limite acceptabile pentru siguranța alimentării consumatorilor, în afara zonei excedentare analizate, a producției în centrale termoelectrice fără program de cogenerare (în ordinea descrescătoare a costurilor de producție estimate: 1. hidrocarburi, 2. huilă, 3. lignit) și în centrale electrice eoliene din zone îndepărtate – aplicând ipoteza lipsei vântului/ nefinalizării acelor proiecte.

4.5.2 Etapa de analiză pe termen mediu (2026) – Palier VSI (vârf seară iarnă)

4.5.2.1 Funcționarea instalației de stocare în regim de producător

Soluția 1. Racordare în bara 110 kV

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.7

Regim cu N elemente				
Element de reţea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	138.2	60.2	70.7	10.5

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.8.

Tabel 4.8

Element deconectat	Element monitorizat	S_{adm}	Încărcare fără IS	Încărcare cu IS	Influența
		[MVA]	[%]	[%]	[%]
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	417,7	58,8	74,4	15,6
LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	139,5	74,4	74,4	0
LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	LEA 110 kV Motru-Roșiuța	119,6	59,8	74,5	14,7
LEA 110 kV Jilț-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	138,2	65	79,7	14,7
LEA 110 kV Motru-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	138,2	72	86,6	14,6
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	119,6	85,6	85,6	0

Soluția 2. Racordare în bara 220 kV

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.7

Regim cu N elemente				
Element de rețea	S_{adm} [MVA]	Încărcare Fără IS	Încărcare Cu IS	Influența
		[%]	[%]	[%]
LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	138.2	60.2	65.7	5.5

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.8.

Tabel 4.8

Element deconectat	Element monitorizat	S_{adm}	Încărcare fără IS	Încărcare cu IS	Influența
		[MVA]	[%]	[%]	[%]
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	417,7	58,8	76,3	17,5
LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	138,2	68,7	71,9	3,2
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	139,5	74,4	74,4	0
LEA 110 kV Motru-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	138,2	72	76,4	4,4
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	119,6	85,6	85,7	0,1

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Se constată că în palierul VSI 2026 nu apar suprasarcini în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune, **ca urmare a conectării noii IS în regim de producător.**

4.5.3 Etapa de analiză pe termen mediu (2026) – Palier VDV (vârf dimineață vară)

4.5.3.1 Funcționarea instalației de stocare în regim de producător

Soluția 1. Racordare în bara 110 kV

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.11

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	77.6	87.6	10
LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	140	68.7	79	10.3

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.12.

Tabel 4.12

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
LEA 400 kV Porțile de Fier I-Reșița	LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord	261.2	74.7	80.5	5.8
	LEA 220 kV Porțile de Fier I-Reșița	284	72.6	75	2.4
	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord-Paroșeni	261.2	74.6	80.4	5.8
AT 220/110 kV Urechești	LEA 110 kV Rogojelu-Pinoasa	81.3	68.2	76.6	8.4
	LEA 110 kV Sărdănești-Pinoasa	81.3	67.7	76.2	8.5
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	118.6	141.7	23.1
LEA 220 kV Craiova Nord-Sărdănești	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	82.1	93.2	11.1
LEA 220 kV Târgu Jiu Nord-Paroșeni	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	80.8	91.2	10.4
LEA 110 kV Ișalnița-Băilești	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	140	77.1	86.6	9.5
	LEA 110 kV Motru-Hușnicioara	81.3	71.8	80.7	8.9
	LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare	97.9	94.7	94.7	0

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

	LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	97.9	94.7	94.6	-0.1
	LEA 110 kV Hușnicioara-Banovița	81.3	74.1	83.1	9
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	94.9	111.4	111.4	0
LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	LEA 110 kV Jilț-Roșiuța	81.3	91.8	113.6	21.8
	LEA 110 kV Godinești-Lupoaia	81.3	86	86.5	0.5
	LEA 110 kV Lupoaia-Motru	81.3	77.1	77.6	0.5
	LEA 110 kV Motru-Roșiuța	81.3	108.7	130.3	21.6
LEA 110 kV Jilț-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	140	77.6	92	14.4
LEA 110 kV Motru-Hușnicioara	LEA 110 kV Işalnița-Băilești	81.3	78	75.5	-2.5
LEA 110 kV Motru-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	140	84.6	99	14.4
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	LEA 110 kV Işalnița-Băilești	81.3	113.3	113.3	0
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița-Băilești	81.3	113.3	113.3	0
LEA 110 kV Hușnicioara-Banovița	LEA 110 kV Işalnița-Băilești	81.3	78.9	78.9	0
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița-Băilești	81.3	127.9	127.9	0

La regimul cu N elemente nu sunt necesare lucrări de întărire.

Pentru regimurile cu N-1 elemente în funcțiune sunt necesare următoarele lucrări de întărire:

Transelectrica:

- Reconductorare LEA 220 kV Slatina-Grădiște (**23,3 km**)

DEO

- Reconductorare LEA 110 kV Motru-Roșiuța (**17 km**)
- Reconductorare LEA 110 kV Roșiuța-Jilț (**17,1 km**)

Suprasarcinile apărute în RED apar ca urmare a deconectării LEA 110 kV Rogojelu-Godinești. Se propune analiza regimului considerând cupla 110 kV Banovița conectată.

Regimuri cu N-1 elemente în funcțiune. Cupla 110 kV Banovița conectată					
Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	LEA 110 kV Jilț-Roșiuța	81,3	52	58,9	6,9
	LEA 110 kV Motru-Roșiuța	81,3	71,3	78	6,7

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Întăririle necesare în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune apar în cazul următoarelor **contingențe**:

- LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord
- LEA 110 kV Rogojelu-Godinești

Soluția 2. Racordare în bara 220 kV Işalnița

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.11

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	77.6	90.4	12.8

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.12.

Tabel 4.12

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
LEA 400 kV Porțile de Fier I-Reșița	LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord	261.2	74.7	79.9	5.2
	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord-Paroșeni	261.2	74.6	79.8	5.2
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	118.6	144.5	25.9
LEA 220 kV Craiova Nord-Sărdănești	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	82.1	96.5	14.4
LEA 220 kV Târgu Jiu Nord-Paroșeni	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	80.8	93.9	13.1
LEA 110 kV Işalnița-Băilești	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	140	77.1	80.3	3.2
	LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare	97.9	94.7	94.7	0
	LEA 110 kV Ostrovu Mare-Burila Mică	97.9	94.7	94.6	-0.1
	LEA 110 kV Hușnicioara-Banovița	81.3	74.1	76.6	2.5
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	94.9	111.4	111.4	0
LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	LEA 110 kV Jilț-Roșiuța	81.3	91.8	97.7	5.9
	LEA 110 kV Godinești-Lupoaia	81.3	86	86.2	0.2
	LEA 110 kV Lupoaia-Motru	81.3	77.1	77.3	0.2
	LEA 110 kV Motru-Roșiuța	81.3	108.7	114.7	6

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

LEA 110 kV Jilţ-Roşiuţa	LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	140	77.6	81.9	4.3
LEA 110 kV Motru-Roşiuţa	LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	140	84.6	89	4.4
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare	LEA 110 kV Işalniţa-Băileşti	81.3	113.3	113.3	0
LEA 110 kV Ostrovu Mare-Burila Mică	LEA 110 kV Işalniţa-Băileşti	81.3	113.3	113.3	0
LEA 110 kV Huşnicioara-Banoviţa	LEA 110 kV Işalniţa-Băileşti	81.3	78.9	78.9	0
LEA 110 kV Vânju Mare-Banoviţa	LEA 110 kV Işalniţa-Băileşti	81.3	127.9	127.9	0

La regimul cu N elemente nu sunt necesare lucrări de întărire.

Pentru regimurile cu N-1 elemente în funcțiune sunt necesare următoarele lucrări de întărire:

Transelectrica:

- Reconductorare LEA 220 kV Slatina-Grădiște (**23,3 km**)

DEO

- Reconductorare LEA 110 kV Motru-Roșiuța
- Reconductorare LEA 110 kV Roșiuța-Jilț

Suprasarcinile apărute în RED apar ca urmare a deconectării LEA 110 kV Rogojelu-Godinești. Se propune analiza regimului considerând cupla 110 kV Banovița conectată.

Regimuri cu N-1 elemente în funcțiune. Cupla 110 kV Banovița conectată					
Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	LEA 110 kV Jilţ-Roşiuţa	81,3	52	57,8	5,8
	LEA 110 kV Motru-Roşiuţa	81,3	71,3	75,8	5,5

Întăririle necesare în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune apar în cazul următoarelor **contingențe**:

- LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord
- LEA 110 kV Rogojelu-Godinești

4.5.4 Etapa de analiză pe termen mediu (2026) – Palier GNV (gol noapte vară)

4.5.4.1 Funcționarea instalației de stocare în regim de consumator

Soluția 1. Racordare în bara 110 kV Işalnița

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.13

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
AT1 400/220 kV Slatina	400	75.3	85.7	10.4
AT2 400/220 kV Slatina	400	75.3	85.7	10.4

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.14.

Tabel 4.14

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
AT1 400/220 kV Slatina	AT2 400/220 kV Slatina	400	128.2	146.4	18.2
AT2 400/220 kV Slatina	AT1 400/220 kV Slatina	400	128.2	146.4	18.2
LEA 220 kV Urechești-Sărdănești	AT1 400/220 kV Slatina	400	81.3	93	11.7
	AT2 400/220 kV Slatina	400	81.3	93	11.7
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	AT1 400/220 kV Slatina	400	71.7	81	9.3
	AT2 400/220 kV Slatina	400	71.7	81	9.3
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Grădiște-Işalnița A	350.9	62.3	84	21.7
LEA 220 kV Craiova Nord-Sărdănești	AT1 400/220 kV Slatina	400	83.8	95.8	12
	AT2 400/220 kV Slatina	400	83.8	95.8	12
LEA 110 kV DIF Craiova Nord-Craiova Nord A	LEA 110 kV Șimnic-Craiovița	97.8	50.1	85	34.9
LEA 110 kV Șimnic-Ghercești	LEA 110 kV Șimnic-Craiovița	97.8	48	82	34
LEA 110 kV Ghercești-Craiova Nord B	LEA 110 kV Șimnic-Craiovița	97.8	49.8	83.8	34
LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	LEA 110 kV Motru-Hușnicioara	100.5	88.5	97.1	8.6
	LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	121	98.9	99	0.1
	LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	121	99	99.1	0.1
	LEA 110 kV Hușnicioara-Banovița	100.5	87.3	95.9	8.6
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	117.2	91	91.1	0.1
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100.5	115.2	115.2	0
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100.5	115.3	115.3	0
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100.5	98.9	98.9	0

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Se constată că în palierul GNV 2026 apar suprasarcini în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune, **ca urmare a conectării noii IS în regim de consumator**. Întăririle necesare pentru acest regim sunt:

- Instalare AT3 400/220 kV Slatina

Suprasarcinile influențate de IS Işalnița apar în cazul următoarelor **contingențe**:

- AT1 400/220 kV Slatina
- AT2 400/220 kV Slatina

Soluția 2. Racordare în bara 220 kV Işalnița

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.13

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
AT1 400/220 kV Slatina	400	75.3	86.5	11.2
AT2 400/220 kV Slatina	400	75.3	86.5	11.2

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.14.

Tabel 4.14

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
AT1 400/220 kV Slatina	AT2 400/220 kV Slatina	400	128,2	147,8	19,6
AT2 400/220 kV Slatina	AT1 400/220 kV Slatina	400	128,2	147,8	19,6
LEA 220 kV Urechești-Sărdănești	AT1 400/220 kV Slatina	400	81,3	93,8	12,5
	AT2 400/220 kV Slatina	400	81,3	93,8	12,5
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	AT1 400/220 kV Slatina	400	71,7	81,6	9,9
	AT2 400/220 kV Slatina	400	71,7	81,6	9,9
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	350,9	59,2	80,7	21,5
	LEA 220 kV Grădiște-Işalnița A	350,9	62,3	86,1	23,8
LEA 220 kV Craiova Nord-Sărdănești	AT1 400/220 kV Slatina	400	83,8	97,2	13,4
	AT2 400/220 kV Slatina	400	83,8	97,2	13,4
LEA 110 kV Işalnița-Băilești	LEA 110 kV Motru-Huşnicioara	100,5	88,5	91	2,5

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

	LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	121	98,9	99,1	0,2
	LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	121	99	99,2	0,2
	LEA 110 kV Hușnicioara-Banovița	100,5	87,3	89,9	2,6
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	117,2	91	91,2	0,2
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare	LEA 110 kV Ișalnița B-Băilești	100,5	115,2	115,2	0
LEA 110 kV Ostrovu Mare-Burila Mică	LEA 110 kV Ișalnița B-Băilești	100,5	115,3	115,3	0
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Ișalnița B-Băilești	100,5	98,9	98,9	0

Se constată că în palierul GNV 2026 apar suprasarcini în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune, **ca urmare a conectării noii IS în regim de consumator**. Întăririle necesare pentru acest regim sunt:

- Instalare AT3 400/220 kV Slatina

Suprasarcinile influențate de IS Ișalnița apar în cazul următoarelor **contingențe**:

- AT1 400/220 kV Slatina
- AT2 400/220 kV Slatina

4.5.5 Etapa de analiză pe termen lung (2031) – Palier VSI (vârf seară iarnă)

4.5.5.1 Funcționarea instalației de stocare în regim de producător

Soluția 1. Racordare în bara 110 kV

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.7

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	138,2	55,2	61,7	5,5

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.8.

Tabel 4.8

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
LEA 220 kV Craiova B-Sărdănești	LEA 110 kV Rogojelu-Godinești	140	62,1	73,1	11

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	116,4	77,9	78,3	0,4
LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	116,4	77,9	78,3	0,4
LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	140	64,9	73,9	9
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	139,5	77,5	77,5	0
LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	LEA 110 kV Jilţ-Roșiuța	119,6	57,1	71,6	14,5
	LEA 110 kV Motru-Roșiuța	119,6	64,1	78,7	14,6
LEA 110 kV Jilţ-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	140	68	82	14
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	119,6	77,4	77,4	0
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	119,6	89,5	89,5	0

Soluția 2. Racordare în bara 220 kV

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.7

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	138,2	55,2	61,7	5,5

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.8.

Tabel 4.8

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	417,7	54,2	71,5	17,3
LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	116,4	77,9	78,3	0,4
LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	116,4	77,9	78,3	0,4
LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	139,5	77,5	77,5	0
LEA 110 kV Jilţ-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	140	68	72,2	4,2
LEA 110 kV Motru-Roșiuța	LEA 110 kV Rogojelu-Godineşti	140	72,1	76,4	4,3
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița-Băileşti	119,6	77,4	77,4	0

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița-Băileşti	119,6	89,5	89,5	0

Se constată că în palierul VSI 2031 nu apar suprasarcini în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune, **ca urmare a conectării noii IS în regim de producător.**

4.5.6 Etapa de analiză pe termen lung (2031) – Palier VDV (vârf dimineață vară)

4.5.6.1 Funcționarea instalației de stocare în regim de producător

Soluția 1. Racordare în bara 110 kV

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.11

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	73,1	81,7	8,6
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	94,9	71,1	82,9	11,8

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.12.

Tabel 4.12

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**
LEA 400 kV Porțile de Fier I-Reșița	LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord	261,2	72,8	77,6	4,8
	LEA 220 kV Porțile de Fier I-Reșița circ. 1	284	75,3	78,4	3,1
	LEA 220 kV Porțile de Fier I-Reșița circ. 2	284	75,3	78,4	3,1
	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord-Paroșeni	261,2	72,7	77,6	4,9
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	568,1	60,3	70,9	10,6
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	120,6	139,5	18,9
	LEA 220 kV Grădiște-Işalnița A	284	70,3	90,8	20,5
LEA 220 kV Craiova Nord-Sărdănești	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	79,2	89	9,8
LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	79,2	88,7	88,8	0,1
LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	79,2	88,7	88,8	0,1

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

LEA 110 kV Craiova Nord A-Filiași	LEA 110 kV Işalnița B-Almăj	81,3	44,5	76,4	31,9
LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	97,9	100,2	100	-0,2
	LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	97,9	100,1	99,8	-0,3
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	94,9	115,8	115,6	-0,2
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	LEA 110 kV Işalnița B-Almăj	81,3	48,1	81	32,9
	LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	81,3	118,4	118,6	0,2
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița B-Almăj	81,3	48,1	81	32,9
	LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	81,3	118,4	118,6	0,2
LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 1	LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 2	81,3	82,3	95,2	12,9
LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 2	LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 1	81,3	82,3	95,2	12,9
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Işalnița A	114,3	42	96,7	54,7
	LEA 110 kV Işalnița B-Almăj	81,3	51,3	84,2	32,9
	LEA 110 kV Işalnița B-Băileşti	81,3	131,9	131,9	0

Rezultatele sunt similare cu cele prezentate pentru palierul 2026.

Soluția 2. Racordare în bara 220 kV Işalnița

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.11

Regim cu N elemente				
Element de rețea	**S_{adm} [MVA]**	**Încărcare Fără IS**	**Încărcare Cu IS**	**Influența**
		[%]	**[%]**	**[%]**
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	73,1	85,3	12,2
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	94,9	71,1	75	3,9

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.12.

Tabel 4.12

Element deconectat	**Element monitorizat**	**S_{adm}**	**Încărcare fără IS**	**Încărcare cu IS**	**Influența**
		[MVA]	**[%]**	**[%]**	**[%]**

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

LEA 400 kV Porțile de Fier I-Reșița	LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu Nord	261,2	72,8	77,6	4,8
	LEA 220 kV Porțile de Fier I-Reșița circ. 1	284	75,3	78,1	2,8
	LEA 220 kV Porțile de Fier I-Reșița circ. 2	284	75,3	78,1	2,8
	LEA 220 kV Târgu Jiu Nord-Paroșeni	261,2	72,7	77,5	4,8
LEA 220 kV Slatina-Grădiște	LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	568,1	60,3	73,1	12,8
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	120,6	144,4	23,8
	LEA 220 kV Grădiște-Işalnița A	284	70,3	96,2	25,9
LEA 220 kV Craiova Nord-Sărdănești	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	284	79,2	93,1	13,9
LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	79,2	88,7	88,8	0,1
LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 2	LEA 110 kV Șimnic-Craiova Nord circ. 1	79,2	88,7	88,8	0,1
LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	97,9	100,2	100,1	-0,1
	LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	97,9	100,1	99,9	-0,2
	LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare	81,3	70,1	70	-0,1
	LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare	81,3	70,1	70	-0,1
	LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	94,9	115,8	115,7	-0,1
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	81,3	118,4	118,5	0,1
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	81,3	118,4	118,5	0,1
LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 1	LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 2	81,3	82,3	86,5	4,2
LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 2	LEA 110 kV Burila Mică-Vânju Mare circ. 1	81,3	82,3	86,5	4,2
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	81,3	131,9	131,9	0

Rezultatele sunt similare cu cele prezentate pentru palierul 2026.

4.5.7 Etapa de analiză pe termen lung (2031) – Palier GNV (gol noapte vară)

4.5.7.1 Funcționarea instalației de stocare în regim de consumator

Soluția 1. Racordare în bara 110 kV Işalnița

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.25

Regim cu N elemente

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Element de rețea	S_{adm} [MVA]	Încărcare Fără IS	Încărcare Cu IS	Influența
		[%]	[%]	[%]
AT1 400/220 kV Slatina	400	74.9	85.6	10.7
AT2 400/220 kV Slatina	400	74.9	85.6	10.7

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.26.

Tabel 4.26

Element deconectat	Element monitorizat	S_{adm}	Încărcare fără IS	Încărcare cu IS	Influența
		[MVA]	[%]	[%]	[%]
AT1 400/220 kV Slatina	AT2 400/220 kV Slatina	400	129,3	148,2	18,9
AT2 400/220 kV Slatina	AT1 400/220 kV Slatina	400	129,3	148,2	18,9
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	350,9	72,7	91	18,3
LEA 220 kV Craiova Nord-Sărdănești	AT 400/220 kV Slatina	400	82,8	95,1	12,3
	AT 400/220 kV Slatina	400	82,8	95,1	12,3
LEA 110 kV DIF Craiova B-Craiova Nord A	LEA 110 kV Șimnic-Craiovița	97,8	72	107,7	35,7
LEA 110 kV Motru-Hușnicioara	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	89,8	89,3	-0,5
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	116,2	116,2	0
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	116,3	116,3	0
LEA 110 kV Hușnicioara-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	89,4	89,4	0
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	119,9	119,9	0

Rezultatele simularilor sunt identice cu cele prezentate la palierul 2026.

Soluția 2. Racordare în bara 220 kV Işalnița

În regim cu N elemente în funcțiune cele mai încărcate elemente din rețea sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Tabel 4.25

Regim cu N elemente				
Element de rețea	S_{adm} [MVA]	Încărcare Fără IS	Încărcare Cu IS	Influența
		[%]	[%]	[%]
AT1 400/220 kV Slatina	400	74,9	86,3	11,4
AT2 400/220 kV Slatina	400	74,9	86,3	11,4

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Rezultatele regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune în RET și RED sunt prezentate în tabelul 4.26.

Tabel 4.26

Element deconectat	Element monitorizat	S_{adm}	Încărcare fără IS	Încărcare cu IS	Influența
		[MVA]	[%]	[%]	[%]
AT1 400/220 kV Slatina	AT2 400/220 kV Slatina	400	129,3	149,2	19,9
AT2 400/220 kV Slatina	AT1 400/220 kV Slatina	400	129,3	149,2	19,9
LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădiște	350,9	72,7	92,9	20,2
LEA 220 kV Craiova B-Sărdănești	AT1 400/220 kV Slatina	400	82,8	96,4	13,6
	AT2 400/220 kV Slatina	400	82,8	96,4	13,6
LEA 110 kV Motru-Hușnicioara	LEA 110 kVIșalnița B-Băilești	100,5	89,8	89,8	0
LEA 110 kV Gruia-Ostrovu Mare A	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	116,2	116,2	0
LEA 110 kV Ostrovu Mare A-Burila Mică	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	116,3	116,3	0
LEA 110 kV Hușnicioara-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	89,4	89,4	0
LEA 110 kV Vânju Mare-Banovița	LEA 110 kV Işalnița B-Băilești	100,5	119,9	119,9	0

Rezultatele simularilor sunt identice cu cele prezentate la palierul 2026.

4.6 Variația pierderilor de putere activă în RED la apariția noului consumator

În urma calculelor de regimuri permanente s-au determinat pierderile de putere activă ca urmare a racordării noii IS. Racordarea noilor IS Işalnița 150 MW determină o creștere a pierderilor de putere activă în rețeaua electrică din zonă, prezentată în tabelul de mai jos.

Având în vedere că regimul de funcționare al bateriilor de stocare este puternic influențat de condițiile de consum și generare din sistem, de prețurile de pe piețele de energie și de piețele de energie la care bateria de stocare va participa, evaluarea aportului la CPT este dificil de realizat în cadrul fazei de studiu de soluție.

Cazul	Pierderi de putere (MW)		Aport IS (MW)
	Fără IS	Cu IS	
VSI 2026 - producator	9,7	9,6	-0,1
VDV 2026 - producator	9,6	11,2	1,6
GNV 2026 - consumator	7,3	8,2	0,9
VSI 2031 - producator	5	5,2	0,2
VDV 2031 - producator	7,6	9,1	1,5

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

GNV 2031 - consumator	6,3	7,1	0,8

4.7 Participarea la reglajul tensiunii din zona analizată

În conformitate cu "Normativul pentru proiectarea SEN" (PE 026/92) analiza reglajului de tensiune se efectuează fără a se apela la reglajul de ploturi, acesta reprezentând o rezervă pentru exploatare. Racordarea Iașlnița Olt produce o variație de tensiune de cel mult 1 kV.

La valori ale tensiunii în punctul comun de conectare, situate în banda admisibilă de tensiune, puterea reactivă produsă/absorbită de o IS aflată în funcțiune, trebuie să poate fi reglată continuu corespunzător unui factor de putere în valoare absolută de maximum 0,9 capacitiv și 0,9 inductiv.

5 ANALIZA CONDIȚIILOR DE STABILITATE STATICĂ

5.1 Ipoteze

5.1.1 În examinarea condiţiilor de stabilitate statică pentru noua IS s-a utilizat analiza stabilităţii de tensiune, metodă folosită în sistemele energetice ale ţărilor membre ale ENTSO-E.

5.1.2 Calculele s-au efectuat pentru palierul caracteristic de sarcină vârf dimineață vară, etapa de perspectivă pe termen mediu.

5.1.3 Conform Codului Tehnic al Reţelelor de Transport şi PE 026/92, reţeaua electrică de transport trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configuraţia cu N elemente în funcţiune şi de minimum 8% în configuraţia cu N-1 elemente în funcţiune.

Pentru determinarea regimului critic și a regimului cu rezervă normată de stabilitate statică pentru o anumită secţiune, regimul staţionar iniţial se înrăutăţeşte în paşi succesivi prin creșterea puterii generate în zona respectivă.

Calculul se opreşte la apariţia primului regim instabil şi se consideră regim critic, ultimul regim stabil. În raport cu regimul critic, în configuraţia N și N-1 elemente în funcţiune, se determină regimul cu rezervă normată de 20% în configuraţia N elemente şi 8% în configuraţia N -1 elemente.

Dacă în regimurile cu rezervă normată nivelul tensiunilor nu se încadrează în limitele admisibile, sau încărcarea pe elementele reţelei depăşeşte încărcarea maximă (curentul limită termic pe linii, puterea nominală a AT-urilor), puterea tranzitată prin secţiune se reduce până la obţinerea unui regim de funcţionare în care toate aceste mărimi se încadrează în limite admisibile. Această putere reprezintă **puterea maximă admisibilă**, sau capacitatea maximă de transport din condiţii de stabilitate statică. În conformitate cu PE 026/92 analiza stabilităţii statice se efectuează pentru schema cu N şi N-1 elemente în funcţiune.

5.1.4 Drept criteriu de înrăutăţire a regimului iniţial, pentru atingerea regimului critic (limită) s-a utilizat creşterea fluxului de putere care iese în zona care cuprinde instalaţia de stocare. În acest sens s-a procedat la:

- creșterea producţiei de putere în toate centralele din zona pentru care se realizează analiza.
- scăderea consumului din zona pentru care se realizează analiza.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- oprirea corespunzătoare, la fiecare pas de înrăutăţire, a unor surse de putere în alte zone decât cea analizată.
- creșterea consumului din alte zone decât cea analizată.

5.1.5 Calculul puterii maxime admisibile prin secţiunea analizată s-a efectuat, conform PE 026/92, cu ajutorul relaţiei:

$$P_{\max.adm.} = \frac{P_{critic} - \Delta P_t}{1 + \frac{k_{rez}}{100}}$$

unde:

Pcritic – puterea prin secţiune în regimul critic

ΔPt – puterea fluctuantă care se determină cu relaţia:

$$\Delta P_t = 1{,}4\sqrt{P_c}$$

în care Pc este puterea consumată în zona cu consumul cel mai mic de o parte și de alta a secţiunii analizate.

Coeficientul 1,4 a rezultat din probele efectuate în sistem.

krez – coeficientul normat de rezervă de stabilitate statică, având valorile: 20% în regimul cu N elemente în funcţiune şi 8% în regimurile cu N-1 elemente în funcţiune.

5.2 Condiţiile de stabilitate statică ale zonei analizate

Etapa de perspectivă pe termen mediu (2026)

S-au analizat condițiile de stabilitate statică ale evacuării puterii produse de **IS Işalnița**. Calculul a fost realizat pornind de la regimul mediu de bază și crescând puterea generată de centralele din secțiunea analizată conform Codului RET și a PE 026/98.

În aceste ipoteze consumul total din regiune este de aprox. 1080,6 MW.

Din calculele efectuate a rezultat că, pentru configuraţia cu N elemente în funcţiune, puterea evacuată prin secţiune în regimul critic este de cca 3235 MW pentru orizontul de timp 2026.

Puterea maxim admisibilă în configuraţia cu N elemente este:

$$P_{max.adm.} = \frac{3235 + -1{,}4\sqrt{1080{,}6}}{1 + \frac{20}{100}} = 2656{,}5 \text{ MW}$$

Rezultă că evacuarea puterii produse de centralele considerate se realizează cu o rezervă de stabilitate statică mai mare de 20%.

În configuraţia cu N-1 elemente în funcţiune, pornind de la regimul staţionar care satisface condiţiile tehnice. Puterea evacuată prin secţiune în regimul critic este de cca 3130 MW.

$$P_{max.adm.} = \frac{3130 - 1{,}4\sqrt{1080{,}6}}{1 + \frac{8}{100}} = 2570 \text{ MW}$$

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Rezultă că evacuarea puterii produse în configuraţia cu N-1 elemente în funcţiune se realizează cu o rezervă de stabilitate mai mare de 8%, considerând 85% din puterea instalată în centrale.

În concluzie, se constată că zona analizată poate evacua putere în etapa de perspectivă pe termen mediu, în condiţii de stabilitate normată (rezervă mai mare de 20% în regimul cu N elemente în funcţiune, respectiv 8% în regimurile cu N-1 elemente în funcţiune.

6 SOLICITĂRI LA SCURTCIRCUIT

Calculul solicitărilor la scurtcircuit s-a efectuat pentru dimensionarea instalaţiilor (solicitări maxime), în condiţiile apariţiei noii centrale.

Calculele s-au efectuat în conformitate cu PE 134 "Normativ privind metodologia de calcul al curenţilor de scurtcircuit în reţelele cu tensiunea peste 1kV" – care este aliniat la ultimele prevederi CEI în domeniu.

Conform PE 134, pentru regimul maxim de scurtcircuit s-au considerat:
- toate generatoarele, transformatoarele reţelei în funcţiune;
- toată reţeaua de 110 kV buclată;
- nr. maxim de transformatoare funcţionând cu neutrul legat la pământ.

S-au calculat solicitările maxime la scurtcircuit pe barele de 110 kV și 220 kV ale stației Işalnița, acestea fiind prezentate în Tabelul 6.1:

Tabel 5.1

Soluția 1	**I_{k3}(kA)**	**S_{k3}(MVA)**
Fără CEF		
Işalnița 110 kV	17,3	3292
Cu CEF		
Işalnița 110 kV	18,5	3517

Soluția 2	**I_{k3}(kA)**	**S_{k3}(MVA)**
Fără CEF		
Işalnița 220 kV	20,22	7706
Cu CEF		
Işalnița 220 kV	20,84	7931

Notă:

I_{k3} (kA)	curent de scurtcircuit trifazat
S_{k3} (MVA)	putere de scurtcircuit trifazată

Se constată că valorile obținute sunt mai mici decât limitele admisibile (valorile de dimensionare a instalațiilor) pentru curentul de scurtcircuit maxim și puterea de scurtcircuit.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

7 ANALIZA INDICATORILOR DE SIGURANȚĂ

Determinarea indicatorilor de fiabilitate nodali, echivalenţi, ai reţelei electrice, a fost realizată în conformitate cu prevederile Normativului NTE 005/2006 "Normativ privind metodele şi elementele de calcul al siguranţei în funcţionare a instalaţiilor energetice".

Premisele generale de calcul se referă la tipurile de entități (sisteme, instalații, dispozitive) prezentate în Normativ.

Premisele generale de calcul sunt următoarele:

- Orice element component al unui dispozitiv (instalație) energetic se poate afla într-una din următoarele situații (stări):
  - funcționare (normală sau degradată);
  - MC – mentenanță corectivă (reparare sau înlocuire în urma unui defect);
  - MP – mentenanță preventivă (reparație planificată, revizie, etc.);
  - rezervă sau așteptare.

- După defectare, acțiunea de MC începe imediat (elementul intră imediat în reparație sau se înlocuiește), iar în urma reparației recapătă integral toate proprietățile pe care le-a avut înainte de apariția defectului. Excepție fac entitățile în regim de așteptare, la care momentul inițierii acțiunii de restabilire după un defect depinde de intervalul dintre acțiunile de mentenanță preventivă (în urma cărora se constată defectul) sau/și de nivelul de autosemnalizare (semnalizare automată) a defectelor.
- Restabilirea stării de succes (de funcționare) a unei entități în urma unui defect se poate realiza prin:
  - reparație;
  - înlocuire;
  - manevre manuale;
  - manevre automate.

În conformitate cu NTE 005/06 categoriile de echipamente care se constituie ca date de intrare în analiza de fiabilitate sunt: separatoare, întreruptoare, dispozitivele de acționare ale întreruptoarelor, transformatoare de tensiune, transformatoare de curent, transformatoare și autotransformatoare de putere, linii electrice aeriene și în cablu.

S-au calculat indicatorii care se referă la întreruperi accidentale. Întreruperile planificate, ca număr și durată, vor fi în conformitate cu Standardul de Performanță al OD.

Valorile pentru indicatorii de fiabilitate utilizate în calcule sunt cele din Anexa 2 din NTE 005/2006.

Durata de referință pentru calculul indicatorilor este 8760 ore.

În continuare sunt prezentați indicatorii de siguranță în punctul de delimitare corespunzător variantelor de racordare:

Varianta	Probabilitatea de succes	$\lambda_e \times 10^{-4}$ $[an^{-1}]$	μ_e $\times 10^{-4}$ $[an^{-1}]$	Durata maximă a unei întreruperi [h]	Numărul maxim de întreruperi de durată/an	Numărul maxim de manevră de durată/an
Varianta 1	0,999644	0,319	421,589	23,74	3	2
Varianta 2	0,999742	0,329	421,771	23,84	3	2

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Indicatorii obținuți sunt determinați de nivelul de siguranță al noului punct de racord realizată cu echipamente moderne noi. Acești indicatori se referă numai la întreruperi accidentale. Întreruperile accidentale mai mari sau cele planificate se vor integra în prevederile Standardului de Performanta aprobat de ANRE, 24 ore în condiții normale de vreme și 72 ore în condiții deosebite de vreme. Conform CEI 61400-1 , un număr de 20 întreruperi/an poate fi acceptat.

Indicatorii obținuți se încadrează în aceste prevederi ca număr de întreruperi.

8 ANALIZA REGIMURILOR TRANZITORII

În condiţiile racordării centralei fotovoltaice **IS Işalnița**, se consideră oportun să se realizeze un calcul de stabilitate tranzitorie care să pună în evidenţă timpul de declanşare al defectelor din staţia 110 kV în care se racordează noua IS.

Echipamentele aferente unei staţii trebuie să realizeze eliminarea defectelor la o valoare inferioară timpului critic (valoarea maximă a timpului total de eliminare a defectelor care mai asigură păstrarea sincronismului generatoarelor din zona analizată) pentru a asigura stabilitatea centralelor electrice din zonă.

În acest scop s-a calculat regimul tranzitoriu provocat de un scurtcircuit trifazat apărut în apropierea barei de 110kV a staţiei CEF. Calculele de stabilitate tranzitorie s-au efectuat pentru palierul vârf de dimineață vara, etapa 2026. S-au considerat că în zona sunt în funcţiune generatoare clasice, centralele hidroelectrice, centralele fotovoltaice și noua **IS Işalnița**.

Pentru realizarea analizei, s-au considerat modelele dinamice ale generatoarelor fotovoltaice și baza de date corespunzătoare RMB, transmise de CNTEE Transelectrica.

Din analiza efectuată a rezultat că valoarea timpului critic de eliminare a defectelor pentru întreruptoarele (şi protecţiile aferente acestora) celulelor de 110kV din staţiile adiacente este mai mare de **500ms**, permițând o acționare corectă a protecțiilor.

Modulele conectate la reţea prin intermediul invertoarelor nu au influenţă asupra sistemului (nici reciproc), având în vedere faptul că acestea sunt separate galvanic faţă de reţea, prin intermediul invertoarelor.

9 CONCLUZII

Prezenta lucrare reprezintă studiul de soluție pentru racordarea la rețelele electrice a unei instalații de stocare având puterea instalată de **150 MW**, amplasată în apropierea stației electrice Işalnița, jud. Dolj.

Acest studiu, elaborat conform prevederilor *Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție/Transport* și a *Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, va reprezenta documentația pe baza căreia operatorul de rețea va emite Avizul Tehnic de Racordare, condiție impusă de ANRE pentru emiterea Autorizației de Înființare.

Pentru regimul de dimensionare, în conformitate cu setul de reguli pentru construirea regimurilor de dimensionare transmis de CNTEE Transelectrica, s-au considerat următoarele:

- calculele de regimuri staționare s-au realizat plecând de la regimul mediu de bază;
- instalația de stocare (IS) analizată s-a considerat încărcată la puterea nominală pentru regimurile cu N și N-1 elemente în funcţiune;

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- centralele electrice se consideră ca în RMB.

Calculele de regimuri staționare s-au efectuat în scopul verificării condițiilor de evacuare a puterii produse de noua IS. Analiza regimurilor de dimensionare pentru palierele VSI, VDV și GNV, etapele 2026 și 2031, cu N și N-1 elemente în funcțiune a fost făcută considerând realizate lucrările în rețeaua de transport, lucrări care se află în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031 și de asemenea toate instalațiile de stocare care se află în diferite faze de avizare (CR + ATR + SS în curs de avizare).

Palierul VSI

Se constată că în palierul VSI 2026 nu apar suprasarcini în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune, ca urmare a conectării noii IS în regim de **producător.**

Palierul VDV

Regim producător

La regimul cu N elemente nu sunt necesare lucrări de întărire.

Pentru regimurile cu N-1 elemente în funcțiune sunt necesare următoarele lucrări de întărire:

Transelectrica:

- Reconductorare LEA 220 kV Slatina-Grădiște (**23,3 km**)

DEO

- Reconductorare LEA 110 kV Motru-Roșiuța (**17 km**)
- Reconductorare LEA 110 kV Roșiuța-Jilț (**17,1 km**)

Suprasarcinile înregistrate în RED pot fi rezolvate prin închiderea cuplei 110 kV din stația Banovița

Întăririle necesare în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune apar în cazul următoarelor **contingențe**:

- LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord

Palierul GNV

Regim consumator

Se constată că în palierul GNV 2026 apar suprasarcini în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune, **ca urmare a conectării noii IS în regim de consumator**. Întăririle necesare pentru acest regim sunt:

- Instalare AT3 400/220 kV Slatina

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Suprasarcinile influențate de IS Işalnița apar în cazul următoarelor **contingențe**:

- AT1 400/220 kV Slatina
- AT2 400/220 kV Slatina

Sinteza lucrărilor de întărire este:

(i) Cu caracter specific: nu este cazul

(ii) Cu caracter general

Transelectrica:

Prevăzute în planul de dezvoltare

LA N elemente: nu este cazul

La N-1 elemente: nu este cazul

Neprevăzute în planul de dezvoltare

LA N elemente: nu este cazul

La N-1 elemente:

- **Reconductorare LEA 220 kV Slatina-Grădişte (23,3 km)**
- **Amplificare AT1 & AT2 400/220 kV Slatina la 500 MVA**

Lucrări de întărire în RED

LA N elemente: nu este cazul

La N-1 elemente: nu este cazul

palier	Element deconectat	Element monitorizat	Putere limită producție	Putere limită consum
			MVA	MVA
VDV	LEA 220 kV Slatina-Craiova Nord	LEA 220 kV Slatina-Grădişte	0	150
GNV	AT1 400/220 kV Slatina	AT2 400/220 kV Slatina	150	0
	AT2 400/220 kV Slatina	AT1 400/220 kV Slatina	150	0

Puterea care se poate evacua/absorbi de IS Işalnița este de 150 MW cu limitări de funcționare în cazul regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

În ceea ce privește **variația pierderilor de putere activă** în rețeaua de distribuție la apariția noii instalații de stocare conduce la o creștere, respectiv la o scădere a CPT în zona analizată, în funcție de regimul de funcționare.

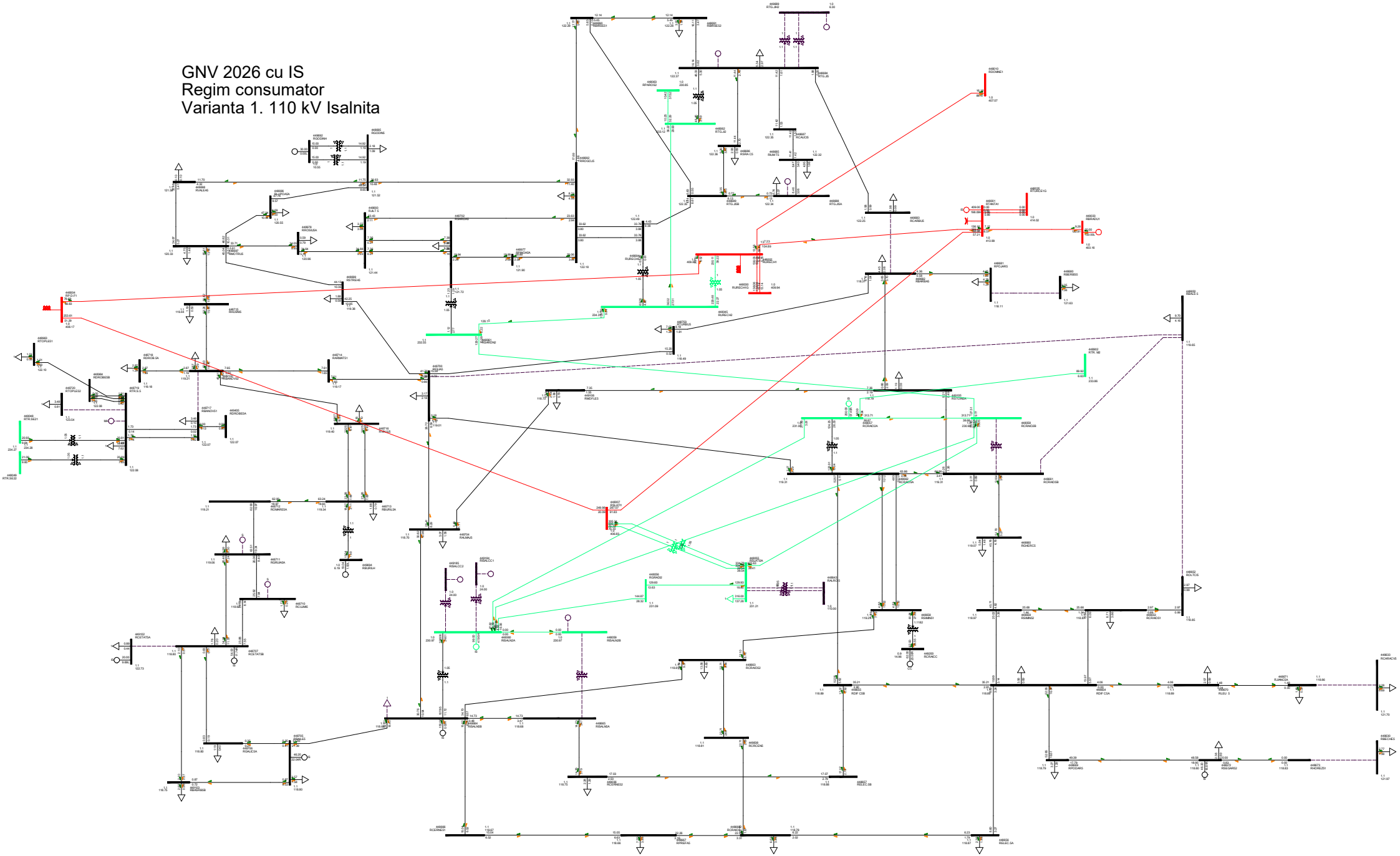
Din analiza solicitărilor la scurtcircuit rezultă că **nu se depășesc valorile plafon de scurtcircuit** în stația de racord și nici în stațiile adiacente.

Noul obiectiv conectat la SEN prin oricare din variantele propuse în condițiile prezentate în studiul de sistem corespunde condițiilor tehnice de funcționare.

Va fi absolut necesară efectuarea completă a testelor de punere în funcțiune, pe baza cărora OTS/OD va da aprobarea de conectare la rețea în soluția de racordare care va fi stabilită.

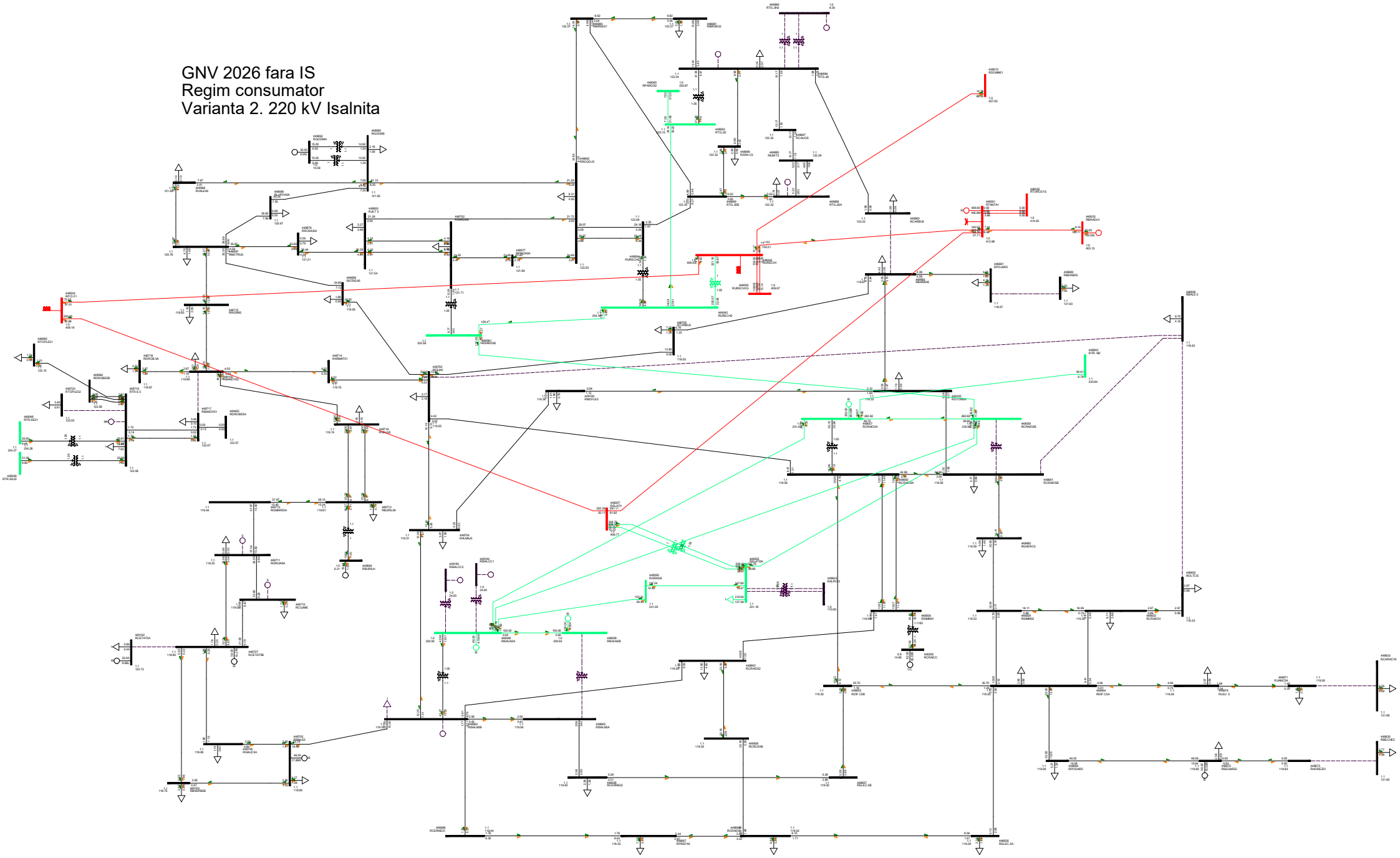
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

GNV 2026 cu IS
Regim consumator
Varianta 1. 110 kV Isalnita



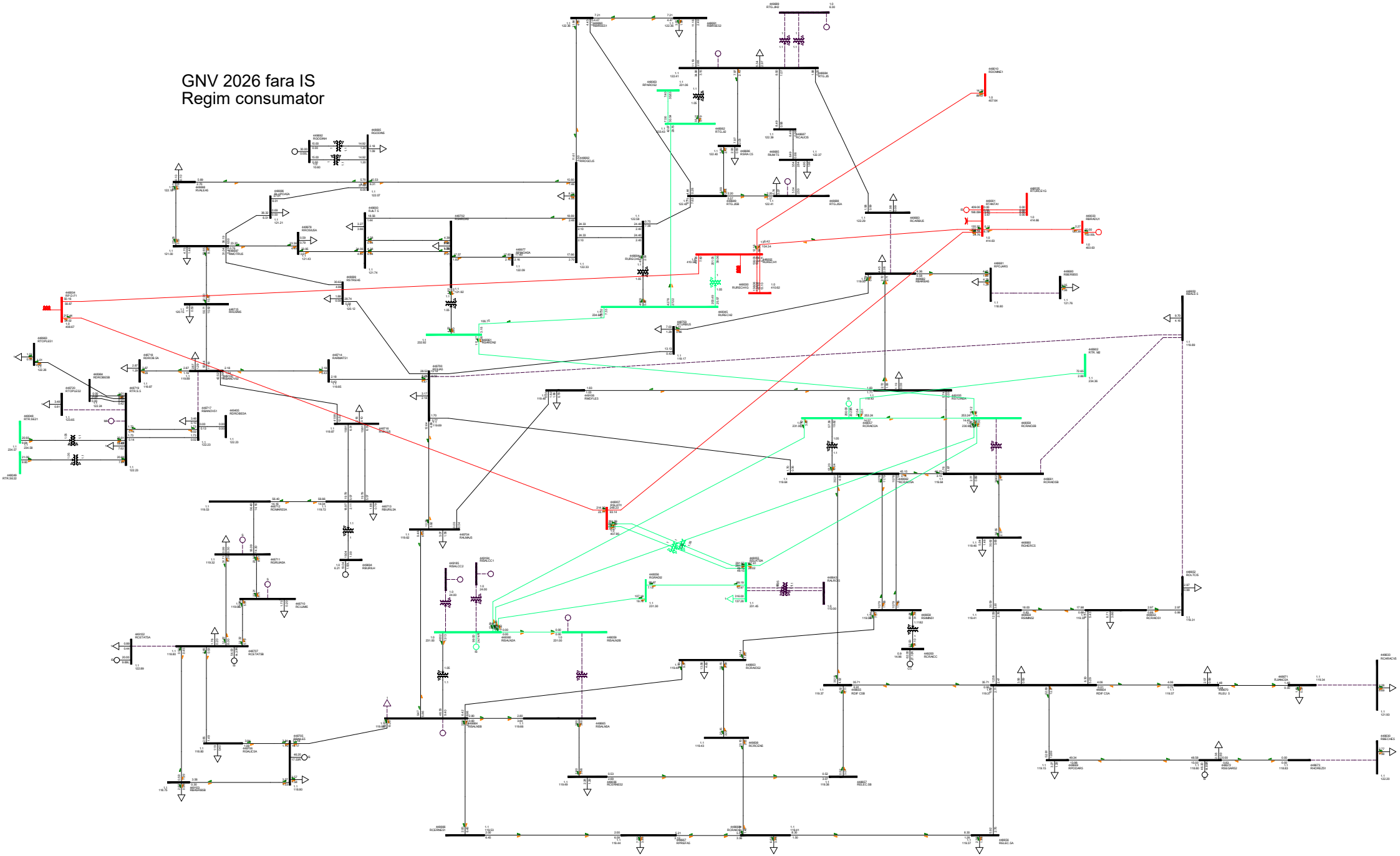
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

GNV 2026 fara IS
Regim consumator
Varianta 2. 220 kV Isalnita



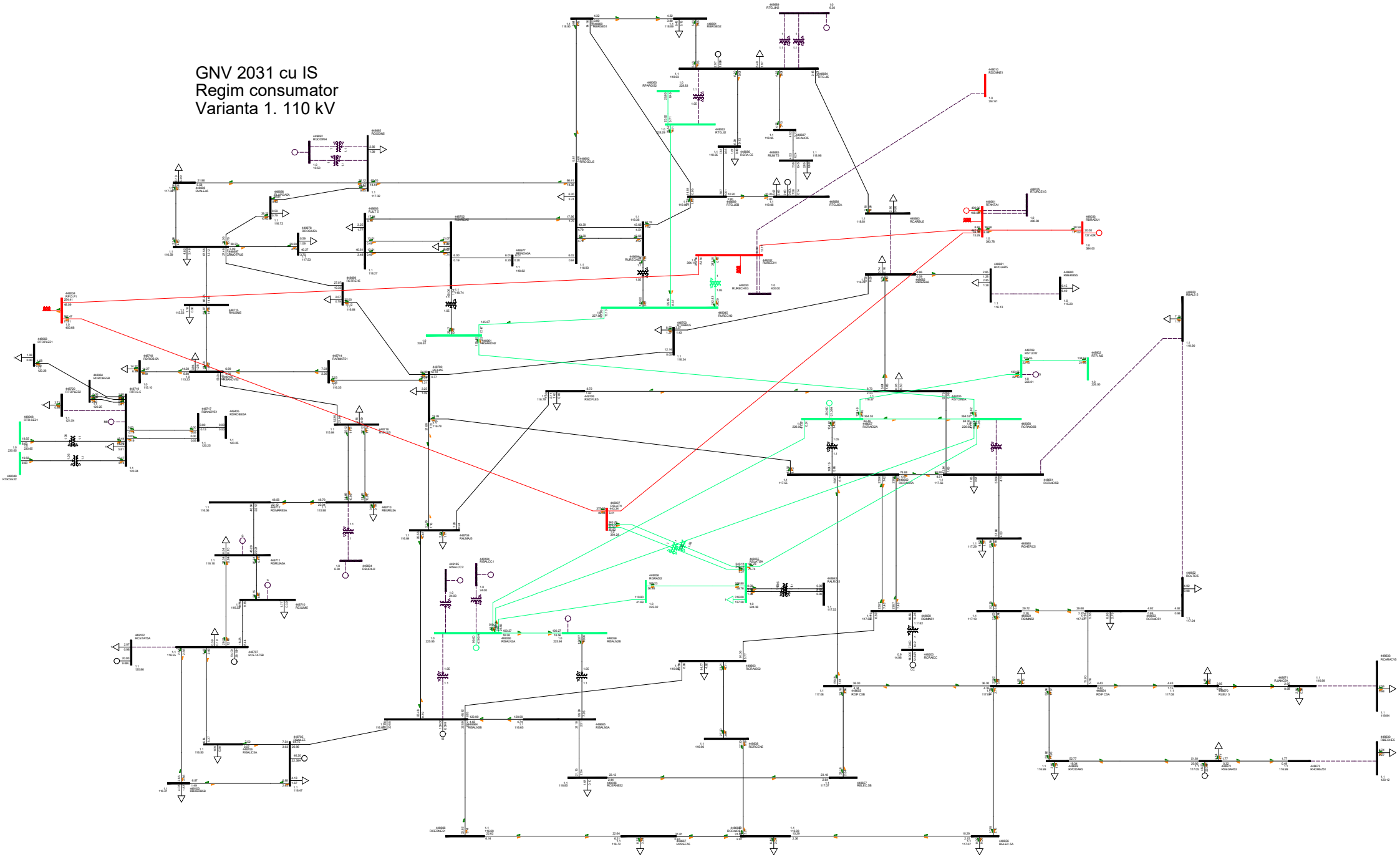
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

GNV 2026 fara IS
Regim consumator



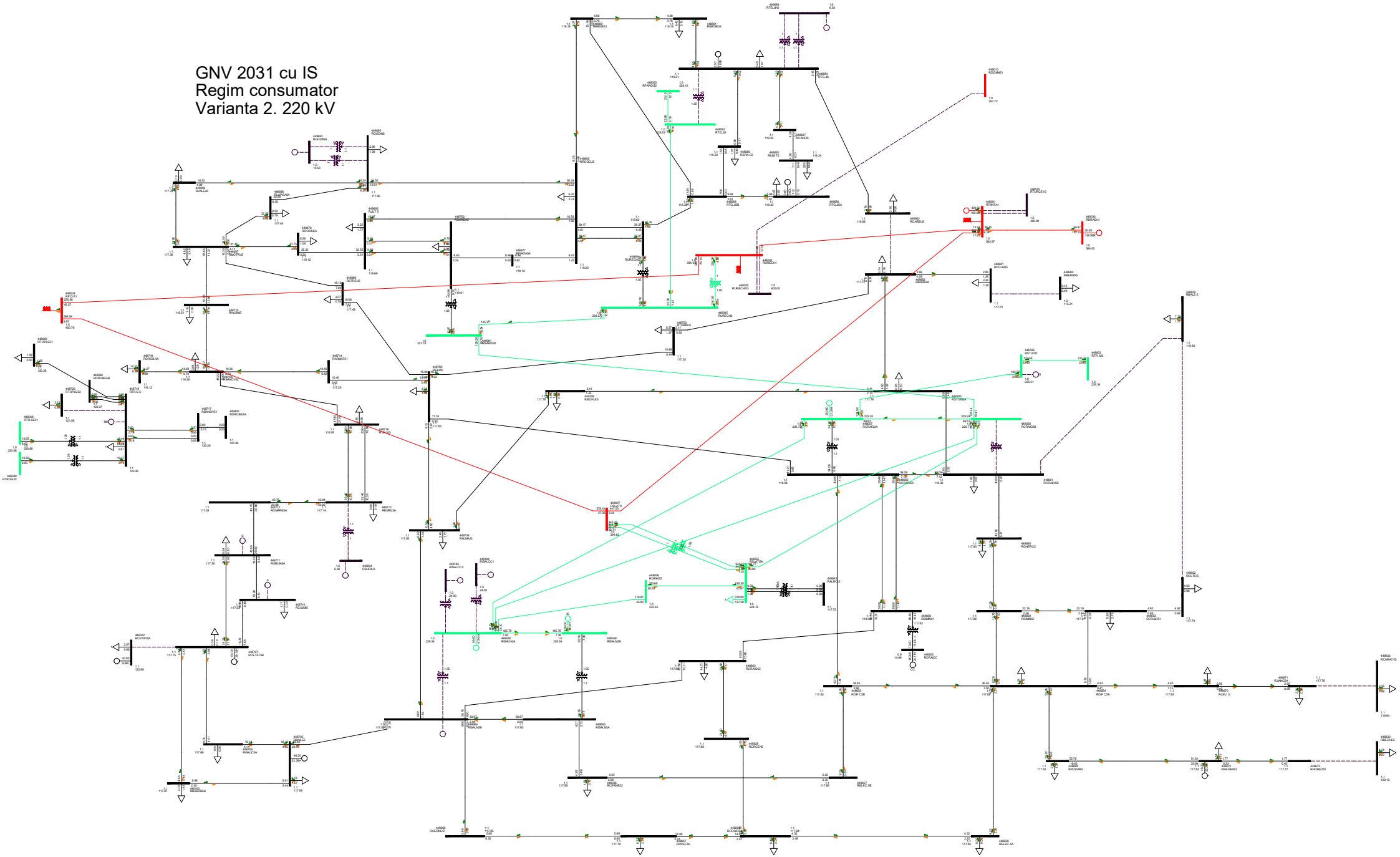
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

GNV 2031 cu IS
Regim consumator
Varianta 1. 110 kV



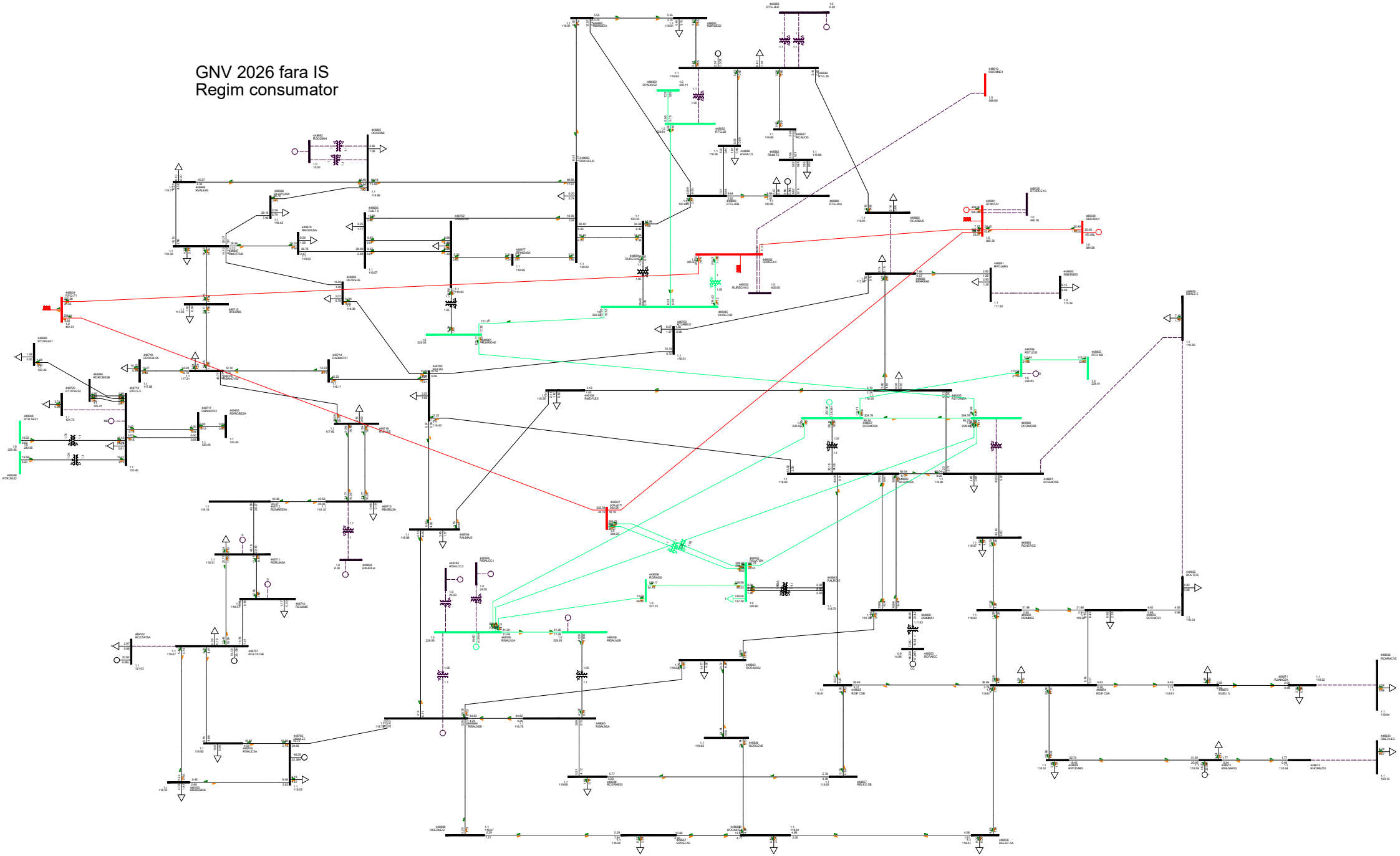
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

GNV 2031 cu IS
Regim consumator
Varianta 2. 220 kV



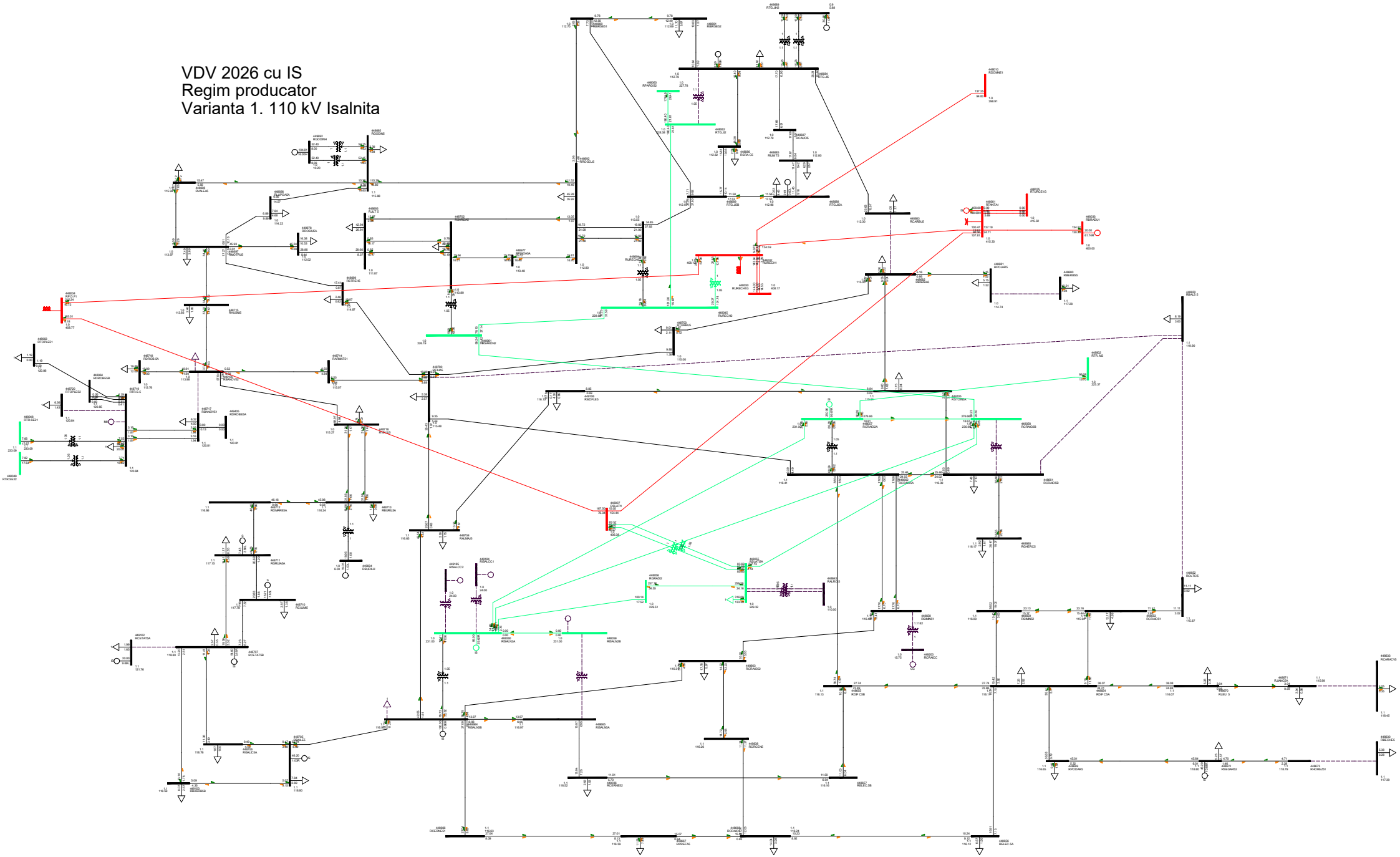
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

GNV 2026 fara IS
Regim consumator



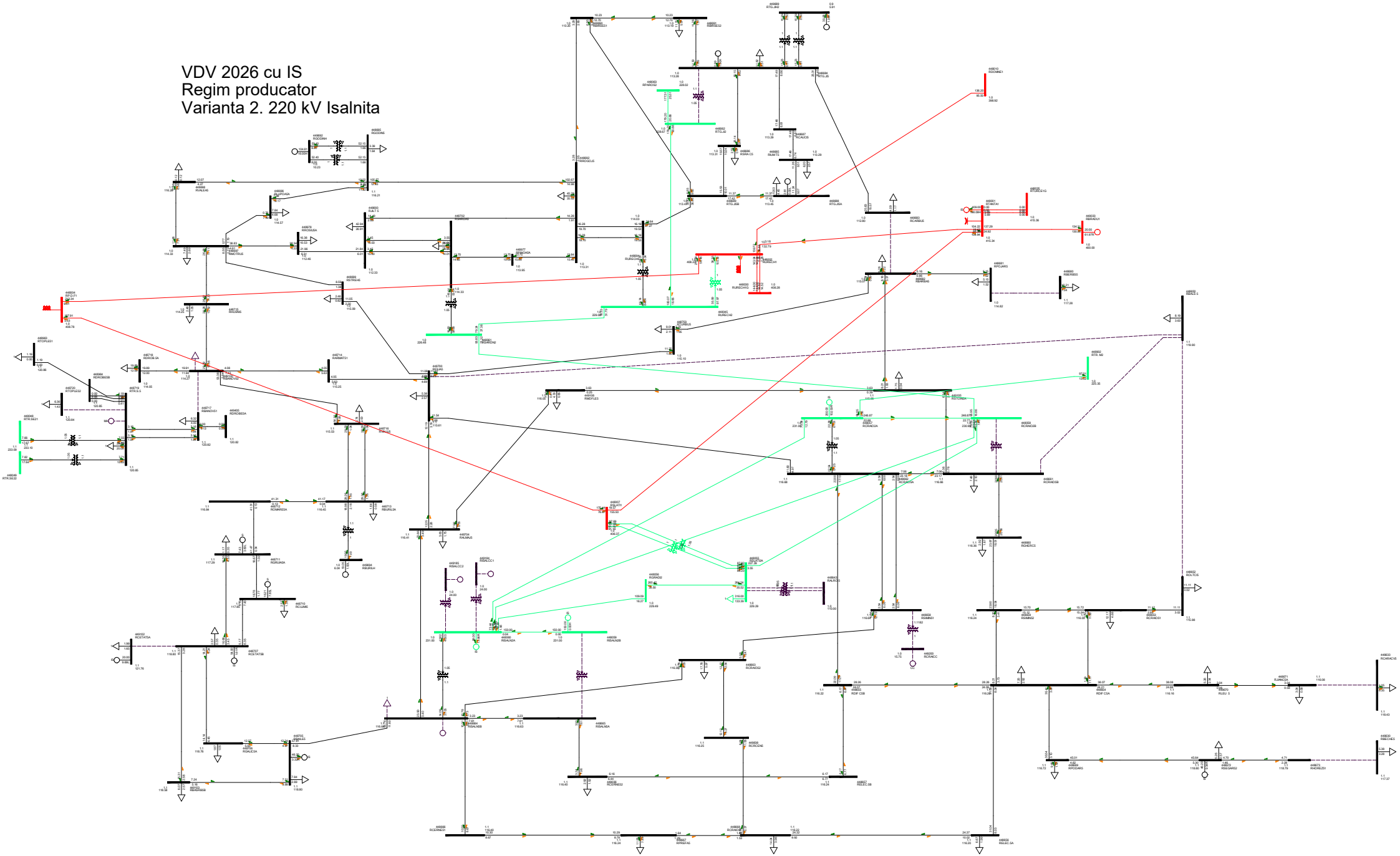
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VDV 2026 cu IS
Regim producator
Varianta 1. 110 kV Isalnita



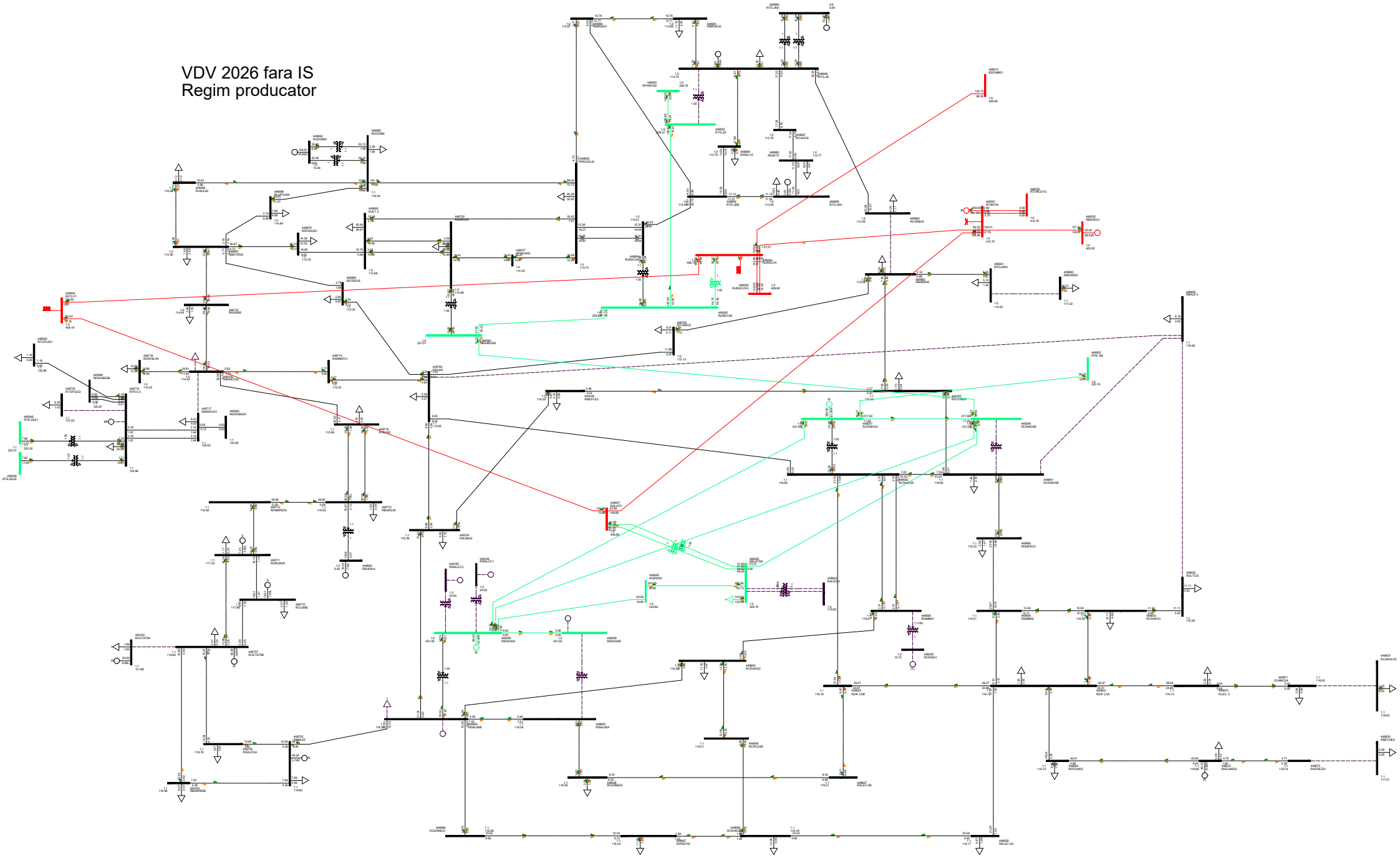
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VDV 2026 cu IS
Regim producator
Varianta 2. 220 kV Isalnita



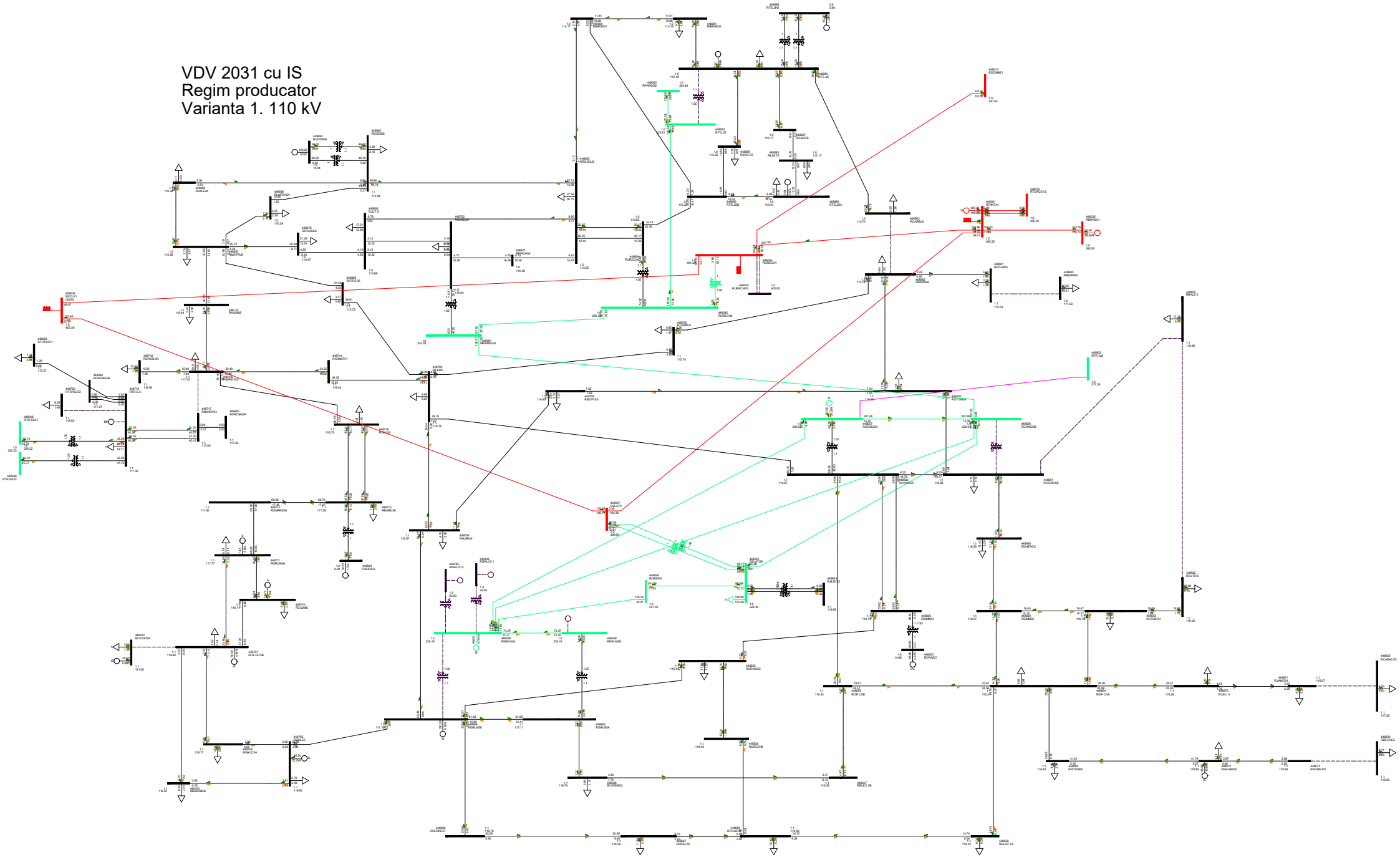
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VDV 2026 fara IS
Regim producator



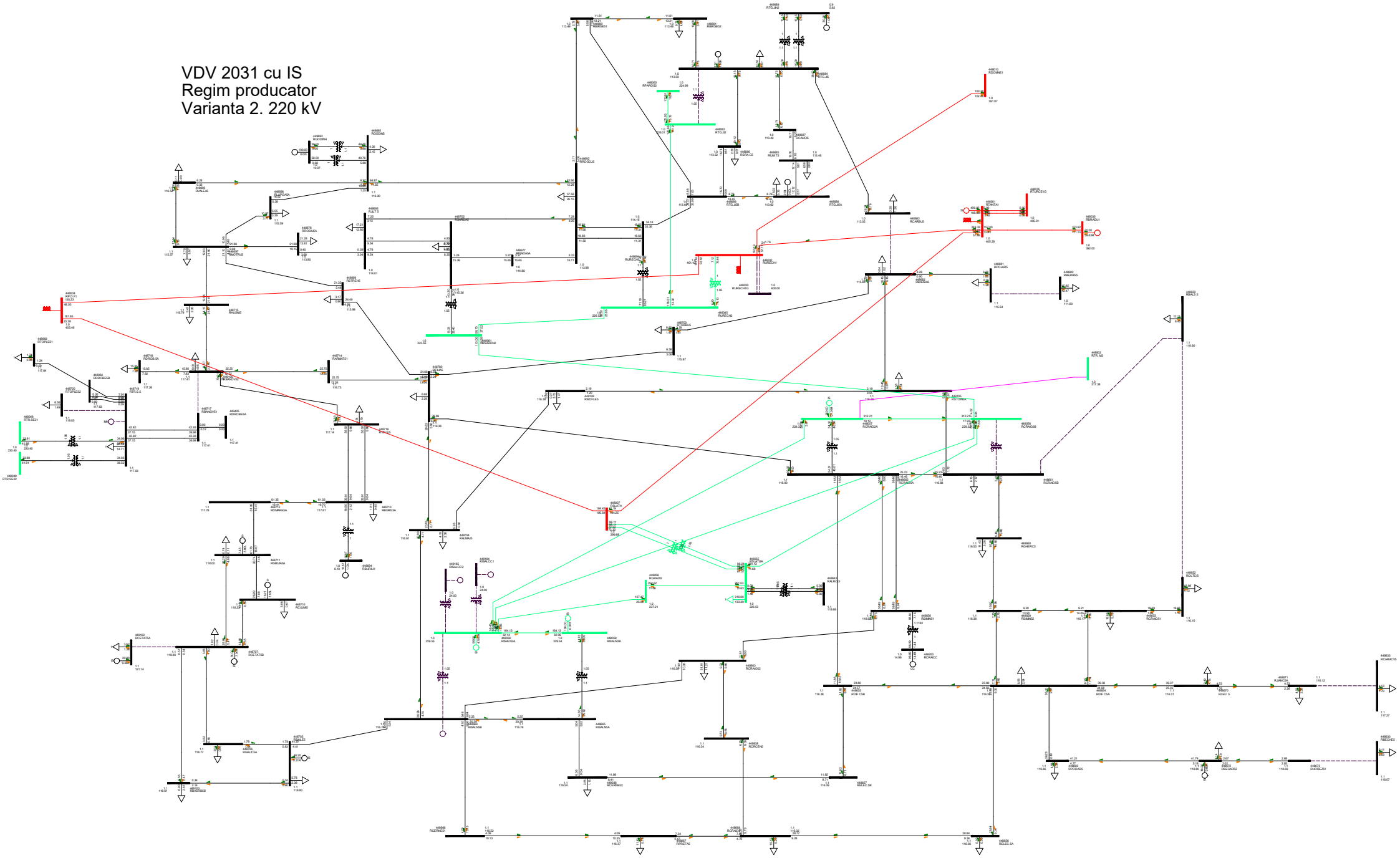
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VDV 2031 cu IS
Regim producator
Varianta 1. 110 kV



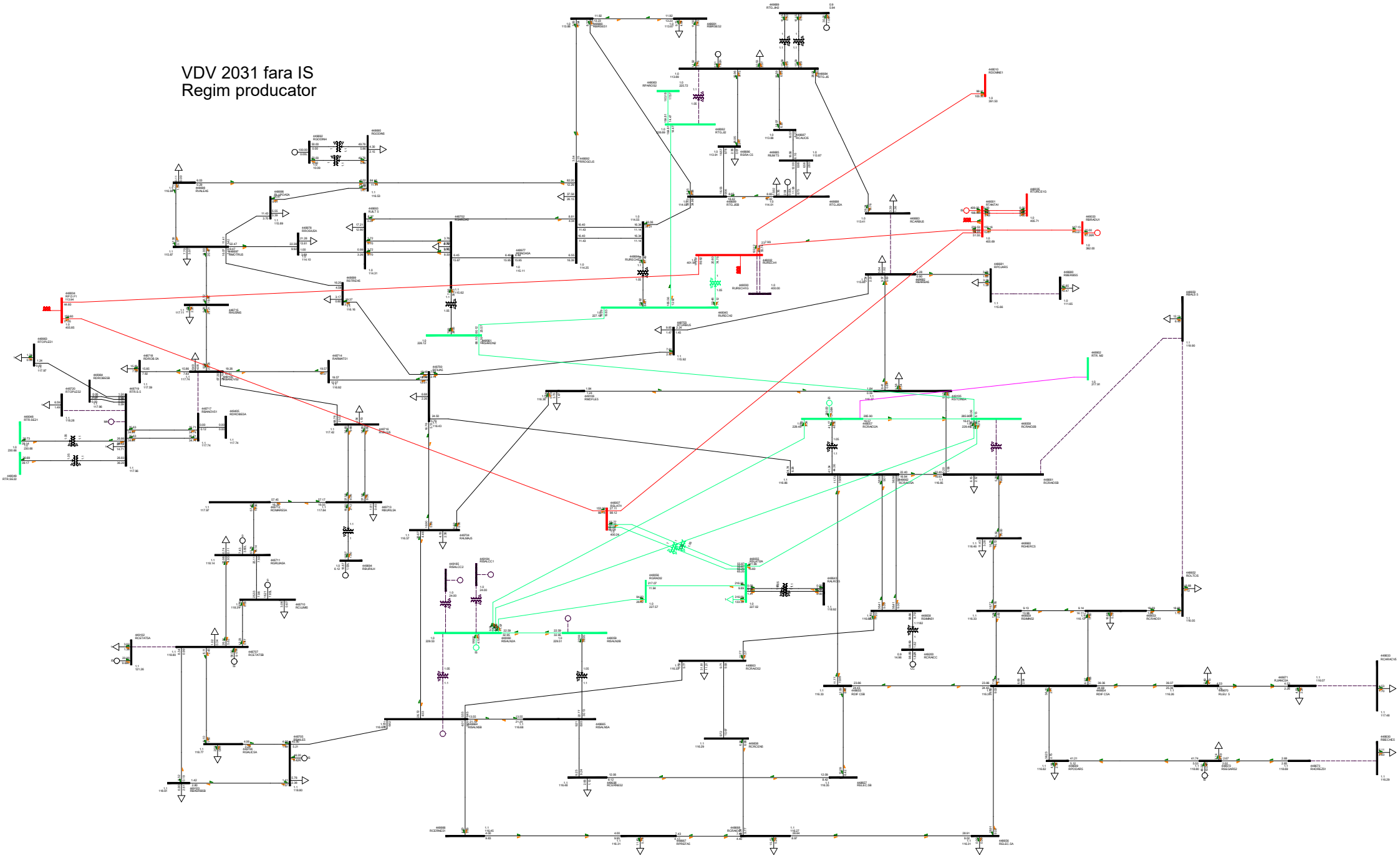
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VDV 2031 cu IS
Regim producator
Varianta 2. 220 kV



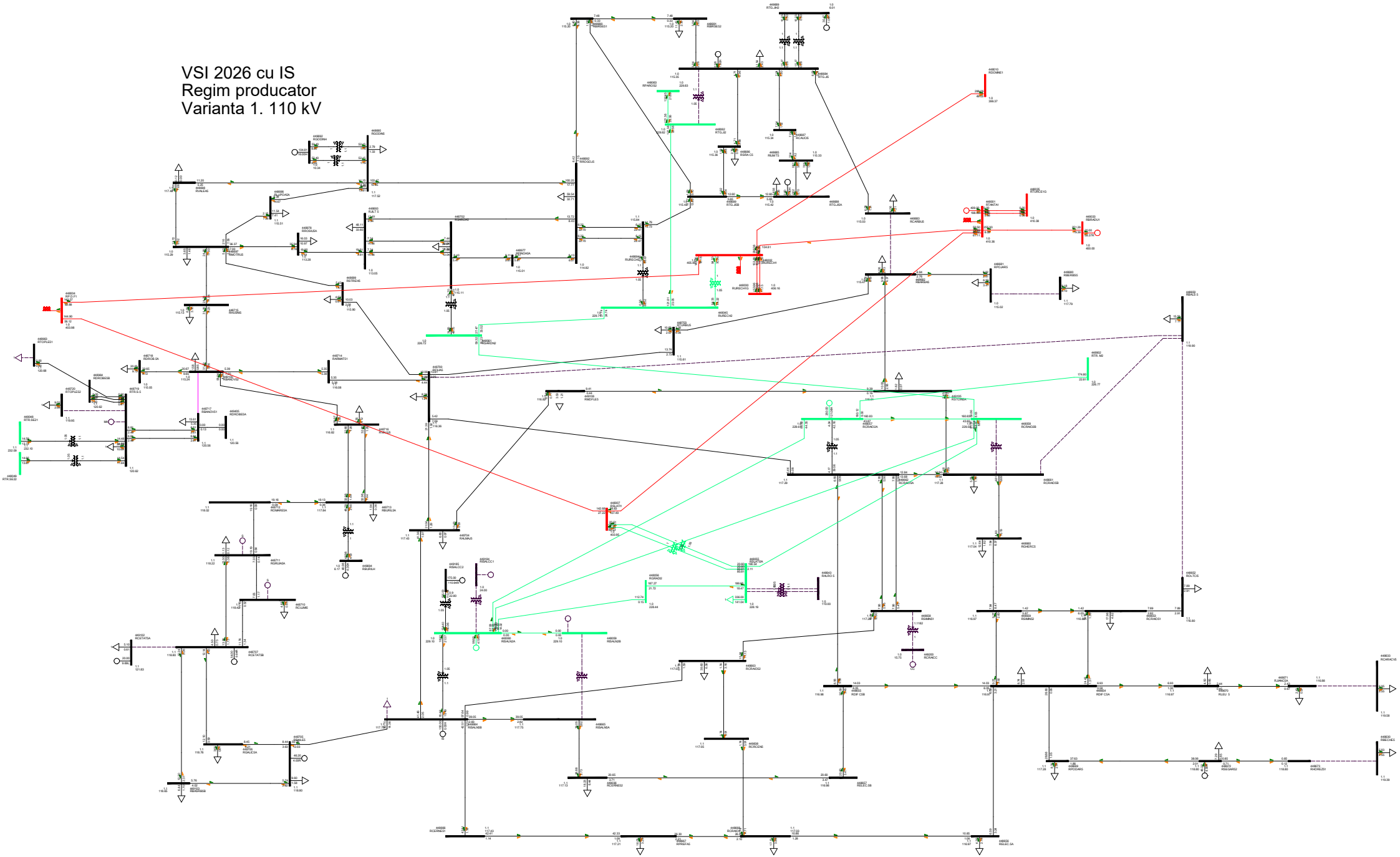
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VDV 2031 fara IS
Regim producator



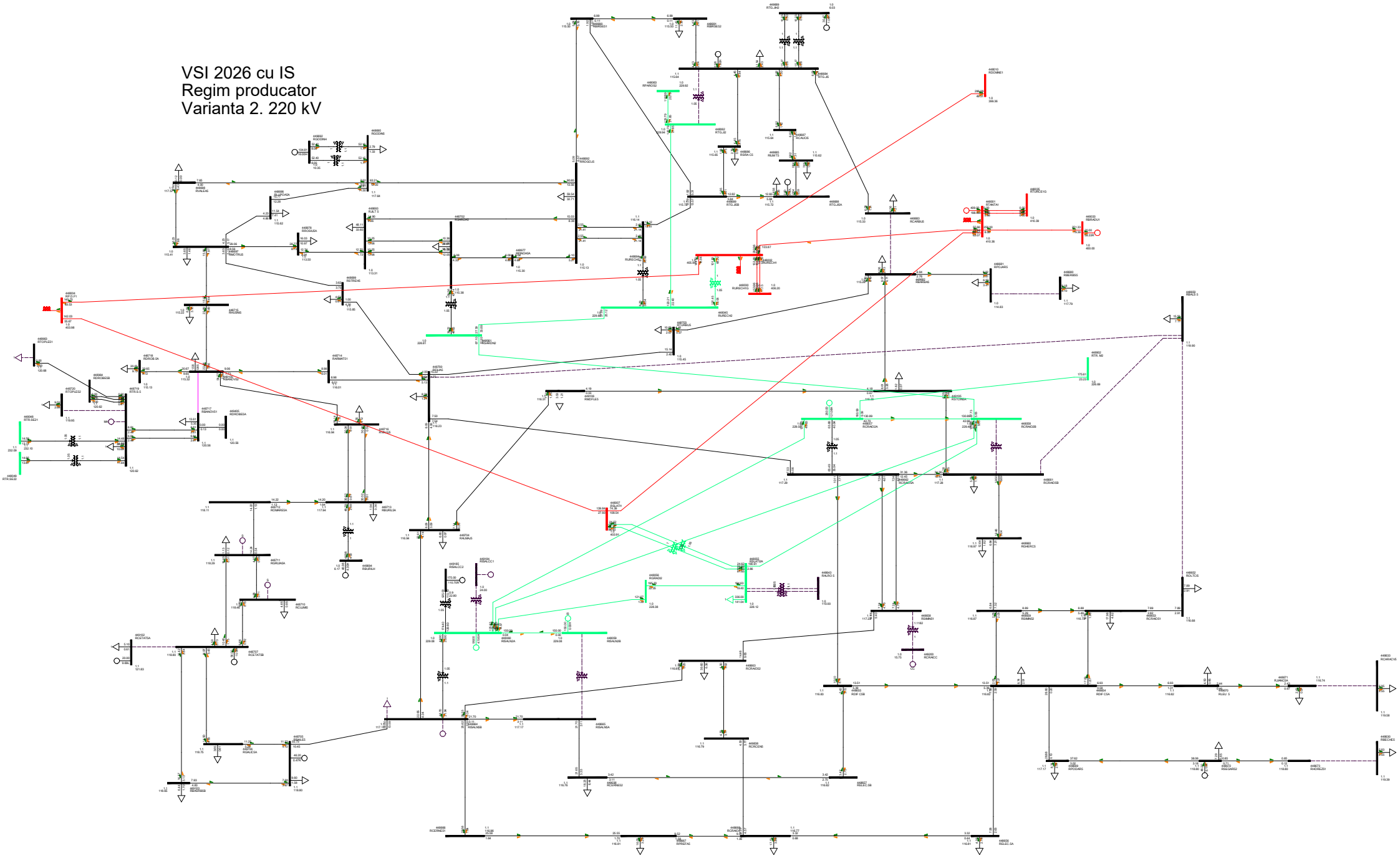
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VSI 2026 cu IS
Regim producator
Varianta 1. 110 kV



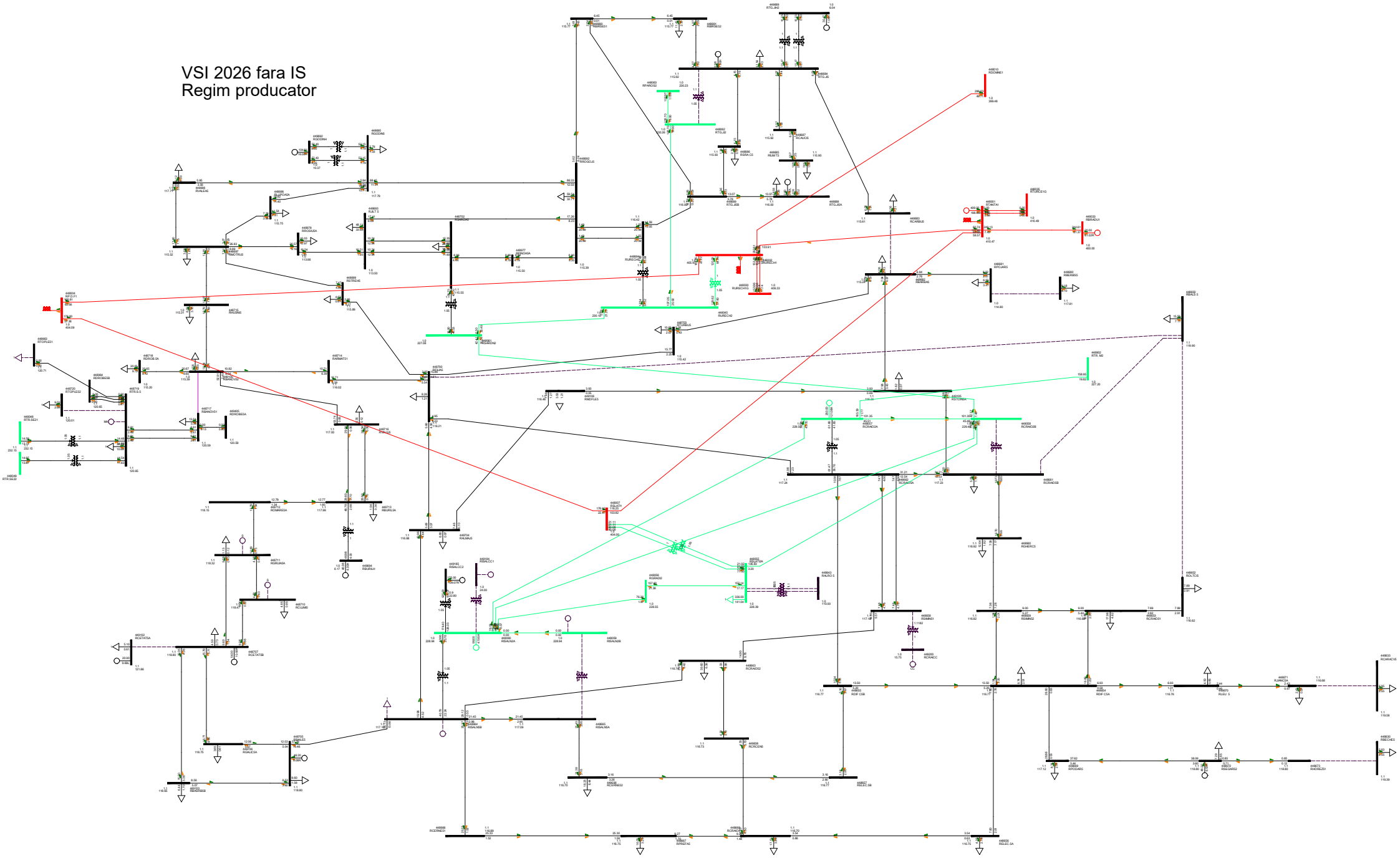
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VSI 2026 cu IS
Regim producator
Varianta 2. 220 kV



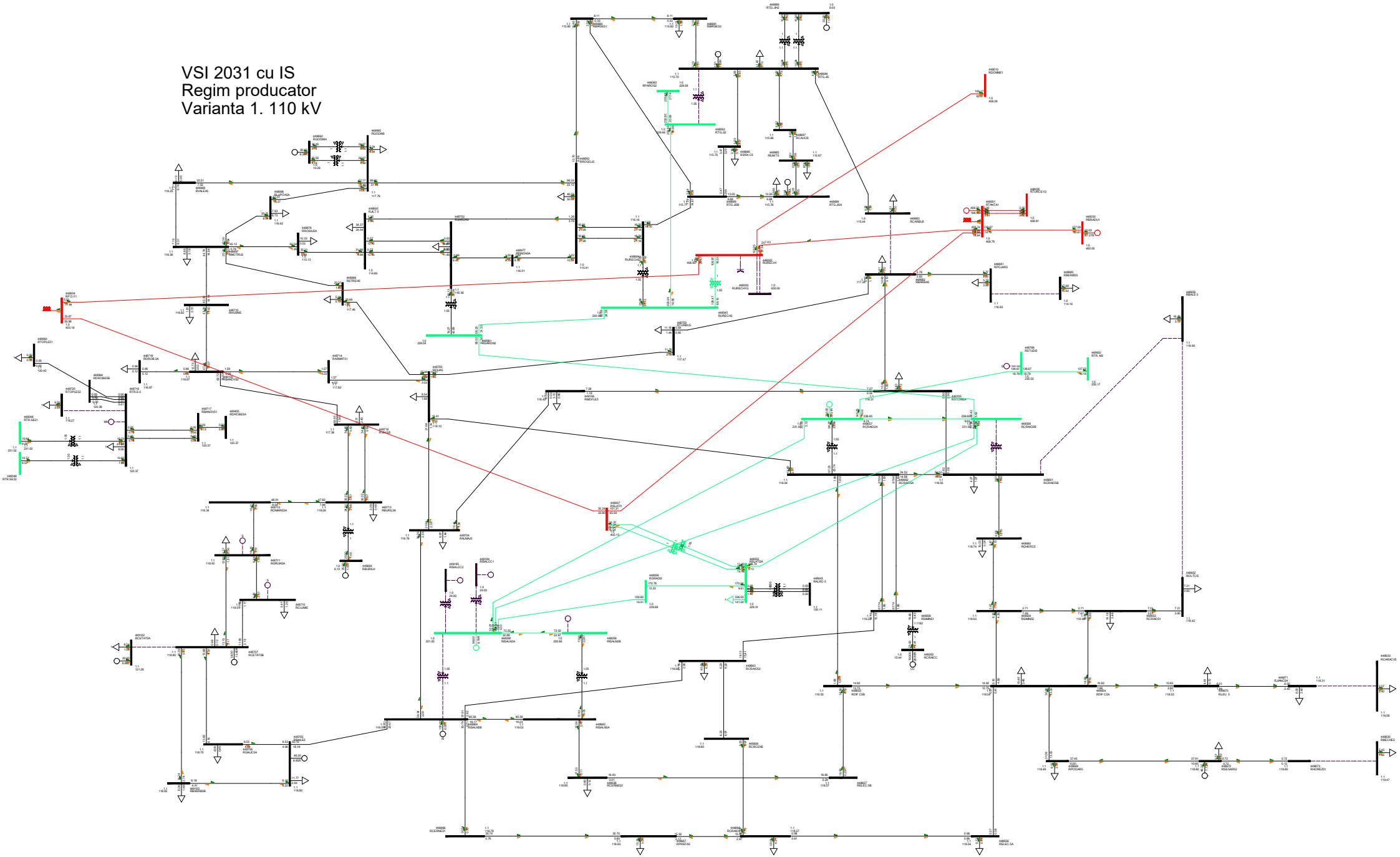
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VSI 2026 fara IS
Regim producator



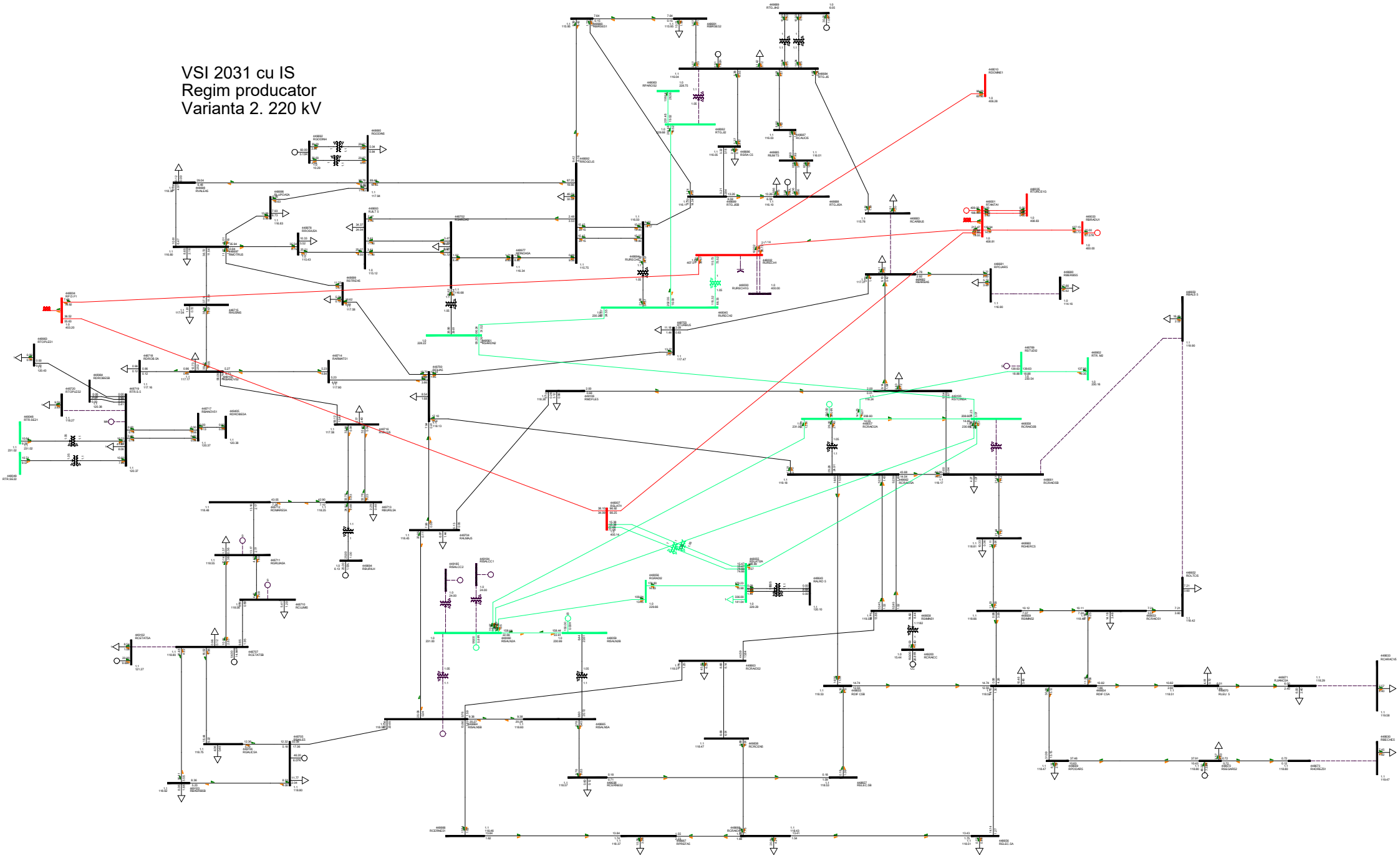
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VSI 2031 cu IS
Regim producator
Varianta 1. 110 kV



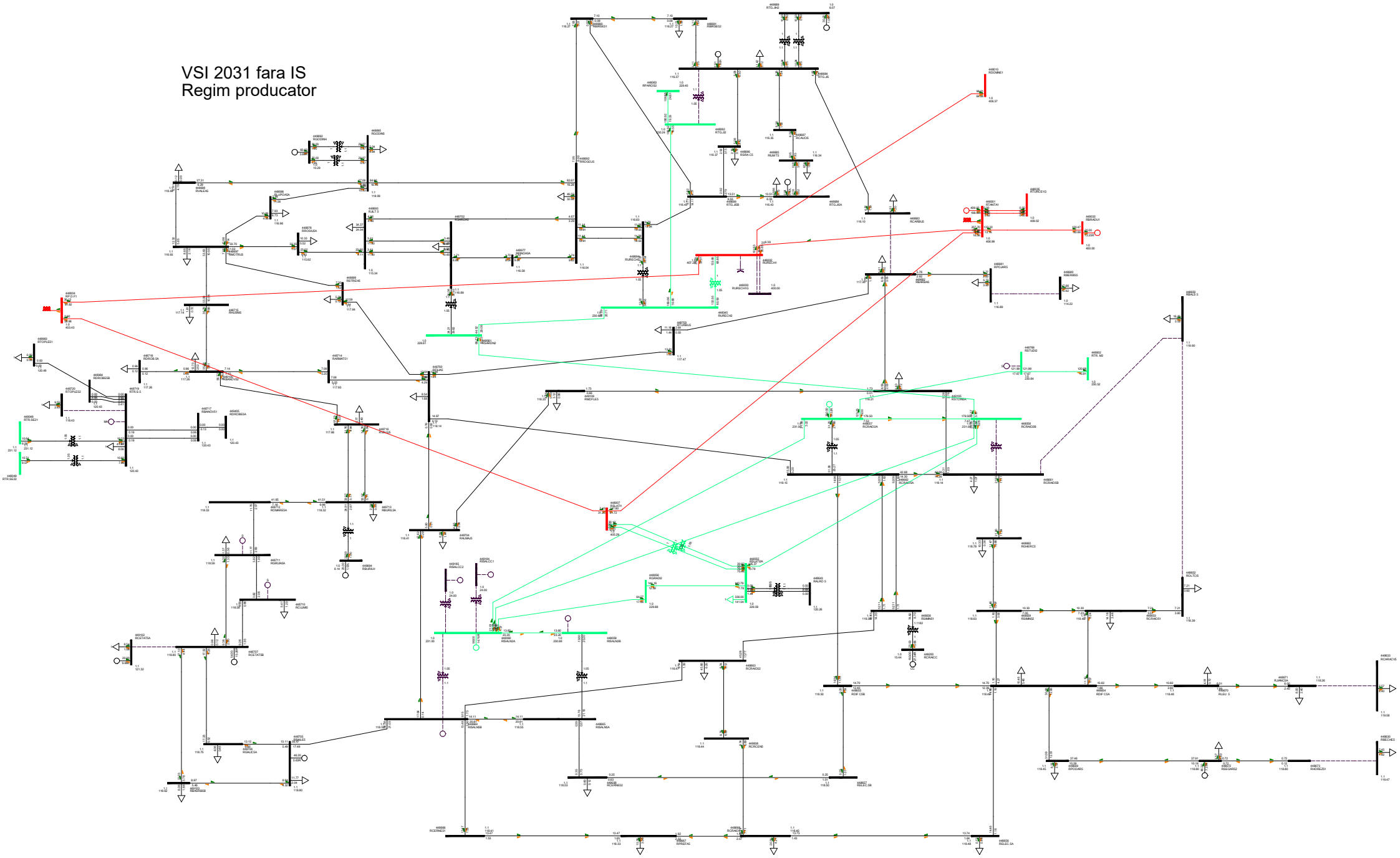
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VSI 2031 cu IS
Regim producator
Varianta 2. 220 kV



Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

VSI 2031 fara IS
Regim producator



Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 690V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP2195K2**	**FP3290K3**	**FP4390K2**	**FP4390K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	2195	3290	4390	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	2035	3055	4075	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading … 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	976V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η)[4]	98.94%			
	Euroeta (η)[4]	98.51%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 660V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP2101K2**	**FP3151K3**	**FP4200K2**	**FP4200K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	2100	3150	4200	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1950	2925	3900	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	660V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading … 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	934V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η)[4]	98.95%			
	Euroeta (η)[4]	98.53%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 645V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP2055K2**	**FP3080K3**	**FP4105K2**	**FP4105K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	2055	3080	4105	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1905	2855	3810	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	645V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	913V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η)[4]	98.81%			
	Euroeta (η)[4]	98.41%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 630V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP2005K2**	**FP3005K3**	**FP4010K2**	**FP4010K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	2005	3005	4010	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1860	2790	3720	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	630V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading … 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	891V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η)[4]	98.88%			
	Euroeta (η)[4]	98.45%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 615V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP1955K2**	**FP2935K3**	**FP3915K2**	**FP3915K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	1955	2935	3915	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1815	2725	3635	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	615V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	870V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η)[4]	98.77%			
	Euroeta (η)[4]	98.37%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 600V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP1910K2**	**FP2865K3**	**FP3820K2**	**FP3820K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	1910	2865	3820	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1775	2660	3545	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	600V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading … 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	849V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η)[4]	98.78%			
	Euroeta (η)[4]	98.35%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 530V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP1685K2**	**FP2530K3**	**FP3370K2**	**FP3370K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	1685	2530	3370	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1565	2350	3130	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	530V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	750V - 1300V			
	Maximum DC Voltage	1300V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η) (preliminary)[4]	98.78%			
	Euroeta (η) (preliminary)[4]	98.35%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 500V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP1590K2**	**FP2385K3**	**FP3180K2**	**FP3180K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	1590	2385	3180	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1475	2215	2955	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	500V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	708V - 1250V			
	Maximum DC Voltage	1250V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η) (preliminary)[4]	98.78%			
	Euroeta (η) (preliminary)[4]	98.35%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS

FREEMAQ MULTI PCSK 480V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP1525K2**	**FP2290K3**	**FP3055K2**	**FP3055K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	1525	2290	3055	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	1415	2125	2840	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	480V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range[3]	679V - 1200V			
	Maximum DC Voltage	1200V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η) (preliminary)[4]	98.78%			
	Euroeta (η) (preliminary)[4]	98.35%			
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2			
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2			
	Weight (lbs)	11465	11795	12125	
	Weight (kg)	5200	5350	5500	
	Type of Ventilation	Forced air cooling			
ENVIRONMENT	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55			
	Operating Temperature Range[5]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating			
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing			
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C			
	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)			
CONTROL INTERFACE	Communication Protocol	Modbus TCP			
	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.			
	Keyed ON/OFF Switch	Standard			
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device			
	Humidity Control	Active heating			
	General AC Protection & Disconn.	Circuit breaker			
	General DC Protection & Disconn.	DC switch-disconnectors[6]			
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC			
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2			
	Installation	NEC 2020			
	Utility Interconnect[7]	IEEE 1547:2018 / UL 1741 SA & SB/ IEC 62116:2014			

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves. The maximum AC output power must be limited to meet the P-Q capability requirement at the inverter level of some grid codes.

[2] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.

[3] Consult Power Electronics for derating curves.

[4] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

[5] Optional available for temperatures down to -35ºC.

[6] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.

[7] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserve the right to modify all or part of the contents of this document without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

∞ BLOCK

HiTHIUM

ESS Container 5.015 MWh

Liquid-cooled battery storage system



Preliminary

Liquid-cooled battery storage system based on HiTHIUM prismatic LFP ESS Cells 314 Ah with highest cyclic lifetime.

Improved safety characteristics and specially optimised for the highest requirements on safety, reliability and performance. Suitable e.g. for industrial, utility, and grid serving applications.

- Product certifications:
  IEC 62619, IEC 62477, IEC 63056, IEC 61000, UL 1973, UL 9540A, UN 38.3
- Company certifications:
  ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001
- Environmental Compliance:
  ROHS, REACH

High safety

- High thermal stability thanks to liquid cooling
- Multi-stage, active fire protection system, compliance to NFPA 855
- Use of highly safe prismatic HiTHIUM LFP cells
- Dedicated cell monitoring and protection system

Low LCOS (Levelised Cost of Storage)

- Excellent thermal management improves energy throughput by ensuring optimal operating temperature
- Highly integrated: including thermal management system, fire protection system, BMS, etc.
- Very high energy density using dual channel compact module technology (DCCM)
- Supports back to back and side by side installations

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

ESS **Container**
5.015 MWh

Liquid-cooled battery storage system based on prismatic LFP cells with very high cyclic lifetime



GENERAL	
Battery Type	HiTHIUM LFP314-2P52S
No. of Battery Modules	48 (6 x 8) with DCCM Technology
Configuration	12P416S
Cooling Method	Liquid Cooling
BMS Communication	CAN, RS485, Ethernet
Gravimetric	> 111 Wh/kg
Volumetric	> 117 Wh/l
Application Altitude	≤ 4,000 m

ELECTRICAL	
Nominal Voltage Container	1,331.2 V
Operating Voltage Container	1,123.2 … 1,497.6 V
Nominal Energy Container	5,015.96 kWh [1, 2]
Nominal SOC at delivery	27 % [2]
Nominal Charge/Discharge Rate	0.5 P / 0.5 P
Round Trip Efficiency	> 94 %

[1] 0.5 P / 0.5 P
[2] 25°C +/- 2.0
[3] ambient temperature

MECHANICAL	
Dimensions (L x W x H)	6,058 x 2,438 x 2,896 mm
Weight Container (20 ft.)	< 45,000 kg
Protection Level	IP 55

TEMPERATURE RANGE	
Operating	-30 °C … 55 °C [3]
Storing (recommended)	-20 °C … 35 °C [3]

PRODUCT CERTIFICATIONS	
Certificates and Reports	IEC 62619, IEC 62477, IEC 63056, IEC 61000, UL 1973, UL 9540A, NFPA 855, UN 38.3

ENVIRONMENTAL	
Compliance	ROHS, REACH
	Cobalt free

COMPANY CERTIFICATIONS
ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001

HiTHIUM Energy Storage Technology USA Inc.
Address: 4046 Clipper Ct, Fremont, CA 94538, United States
Email: hithium@hithium.com

Xiamen HiTHIUM Energy Storage Technology Co., Ltd.
Address: HiTHIUM Industrial Park, Tongxiang High-Tech Zone, Xiamen, Fujian, China | Email: hithium@hithium.com

Document is subject to regular updates, corrections, and improvements.
Kindly check you are using latest version.

LinkedIn Website

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

POWER ELECTRONICS

Grid support capabilities

Freesun and Freemaq inverters



SIAN0015HI / 2023-05-16

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

POWER ELECTRONICS

Pla de Carrases B, CV-35, exit 30,
46160 Liria, Valencia, Spain.

(+34) 90 240 20 70
(+34) 96 136 65 57
power-electronics.com

Document Revision History		
Revision	Date	Changes
A	16-05-2023	Correction in the LVRT table. Updated according to the graph.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Pla de Carrases B, CV-35, exit 30,
46160 Liria, Valencia, Spain.

(+34) 90 240 20 70
(+34) 96 136 65 57
power-electronics.com

About this guide

PURPOSE

The aim of this document is to describe the grid support capabilities of Freesun solar inverters, Freemaq storage inverters, Power Plant Controller (PPC) and Battery Plant Controller (BPC).

INTENTED USERS

This guide is intended for qualified customers who will design, install and maintain Power Electronics inverters.

POWER ELECTRONICS CONTACT INFORMATION
Power Electronics España, S.L.
Polígono Pla de Carrases B,
CV-35 Salida 30, 46160,
Liria - Valencia SPAIN

Sales: (+34) 96 136 65 57
Fax: (+34) 96 131 82 01
Email: sales@power-electronics.com
Website: www.power-electronics.com

The content of this document is periodically updated. Power Electronics reserves the right to modify all or part of the contents of this manual without previous notice.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Contents

1. Introduction 4
2. Voltage and frequency protections 4
2.1. Fault Ride Through Capability 4
2.2. Frequency Ride Through Capability 5
2.3. Anti-Islanding 6
3. Inverter controls 6
3.1. LVRT and OVRT Current Injection 6
3.1.1. LVRT Configuration 7
3.1.2. OVRT Configuration 8
3.2. Volt-Var Control 8
3.3. Night mode 9
4. PPC / BPC Controls 9
4.1. Active Power Control 9
4.2. Reactive Power Control 11

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

1. Introduction

The objective of this document is to describe the active and reactive power control algorithms of the inverter and the PPC PRO / BPC PRO (Power Plant Controller / Battery Plant Controller), and the voltage and frequency protections of the inverter.

2. Voltage and frequency protections

Grid codes require generators to be capable of operating continuously within the voltage and frequency variation limits encountered in normal operating conditions. Within this permissible voltage and frequency deviation, solar inverters should remain connected to the grid continuously or for a specified time. In this sense, Freesun solar inverters and Freemaq storage inverters have flexible frequency and voltage configuration settings and can be easily adjusted to comply with any country specific requirements.

PROTECTION	DESCRIPTION
VOLTAGE PROTECTION	Permissible voltage deviation that inverters shall withstand can be configured up to 5 different levels for low and high voltage configuring the voltage magnitude and the duration for each one. When these values are exceeded, inverter stops supplying power to the grid and reports a grid voltage fault.
FREQUENCY PROTECTION	Permissible frequency deviation that inverters shall withstand can be configured up to 5 different levels for low and high frequency configuring the magnitude and duration for each one. When these values are exceeded, inverter stops supplying power to the grid and reports a grid frequency fault.

Table 1: Voltage and Frequency Protections.

2.1. Fault Ride Through Capability

Fault Ride Through refers to the ability of generator to remain connected during a system voltage disturbance. The grid code requirements during fault are usually defined as a voltage-time profile which dictates for different levels of voltage drop and voltage surge the duration that inverters must be capable of withstanding the disturbance.

Freesun solar inverters and Freemaq storage inverters allow the configuration of Fault Ride Through to fully comply with the most demanding grid code requirements. This feature is configured at the inverter level.

The figure and tables below present the LVRT and HVRT maximum capability of Freesun inverters HEMK and HEM, and Freemaq inverters PCSK and PCSM.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

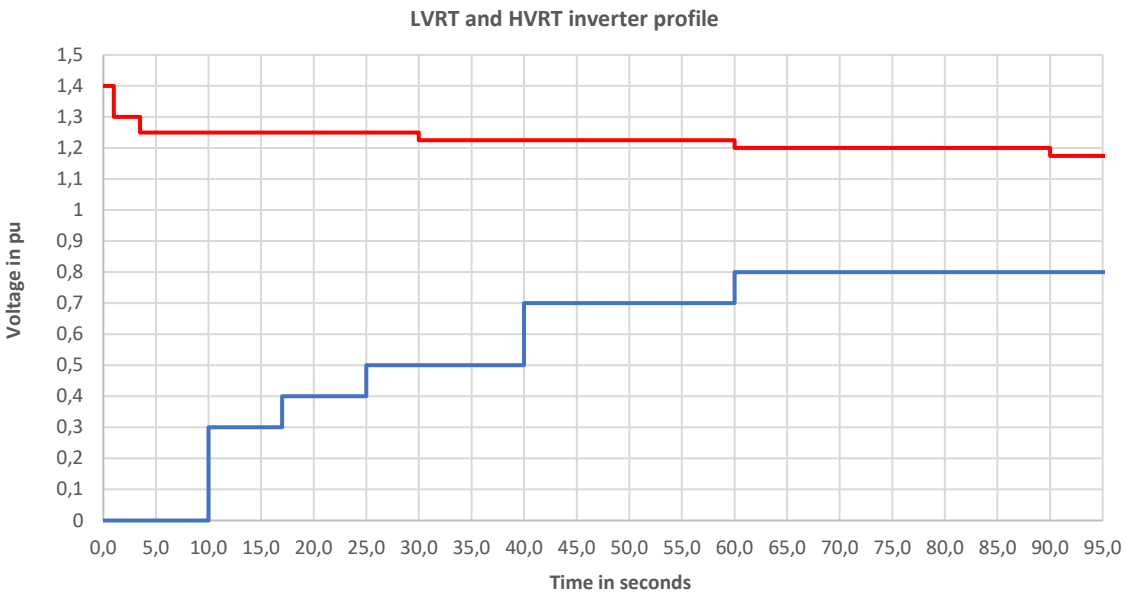


Figure 1: LVRT and HVRT Inverter Profile.

LVRT	
V (pu)	Duration (s)
0 ≤ V < 0.3	10
0.3 ≤ V < 0.4	17
0.4 ≤ V < 0.5	25
0.5 ≤ V < 0.7	40
0.7 ≤ V < 0.8	60
0.8 ≤ V	> 1000

HVRT	
V (pu)	Duration (s)
1.4 ≥ V > 1.3	1
1.3 ≥ V > 1.25	3.5
1.25 ≥ V > 1.225	30
1.225 ≥ V > 1.2	60
1.2 ≥ V > 1.175	90
1.175 ≥ V	> 1000

Table 2: LVRT and HVRT Inverter Profile.

* The correct configuration of the voltage protections must be done according to the requirement of the specific grid code.
* For more restrictive voltage ride thought requirements, please consult with Power Electronics.

2.2. Frequency Ride Through Capability

Freesun and Freemaq inverters as static generators do not have a limitation in terms of Frequency Ride Through reaching a continuous operation within the range [45 - 65] Hz. The FRT profile can be configured at the inverter level to comply with the most demanding grid code requirements.

*The correct configuration of the frequency protections must be done according to the requirement of the specific grid code.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

2.3. Anti-Islanding

The anti-islanding protection combines passive and active methods, eliminating the possibility of false triggering and complying with IEC 62116 and IEEE 1547 regulations.

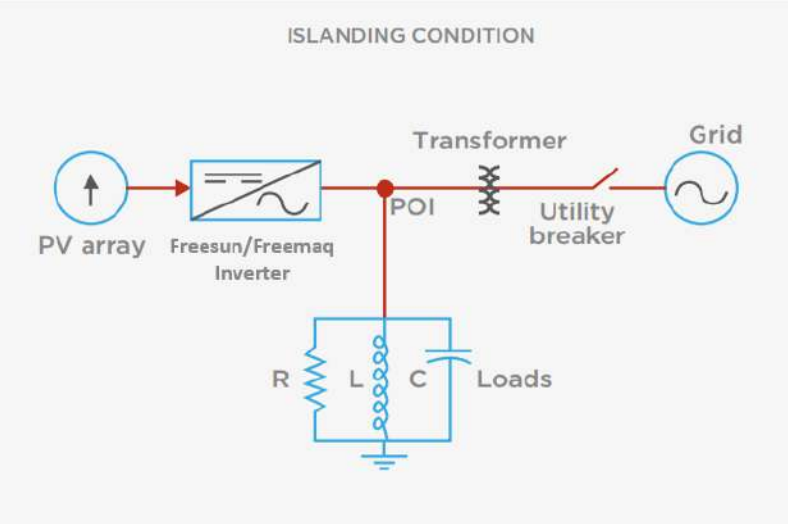


Figure 2: Anti-islanding Test Bench.

For further information, consult with Power Electronics.

3. Inverter controls

3.1. LVRT and OVRT Current Injection

Recent grid codes require inverters not only to stay connected to the grid during voltage contingency event but also to support the grid by injecting current during and after a fault.

Inverters can be configurated to inject active or reactive current during and after a contingency grid event. The active and reactive current injection can be easily configured through a K factor that defines the proportionality between the voltage deviation and the current injection.

There are four K factors: two to define the positive sequence reactive current contribution, one for LVRT and one for HVRT; two to define the negative sequence reactive current contribution, one for LVRT and one for OVRT. The K factor setting range is [1.0, 10.0].

In a balanced grid (V2=0), the solar inverter injects balanced current. In an unbalance grid (V2≠0), the inverter can be configured to inject negative sequence reactive current to help balance the voltages.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

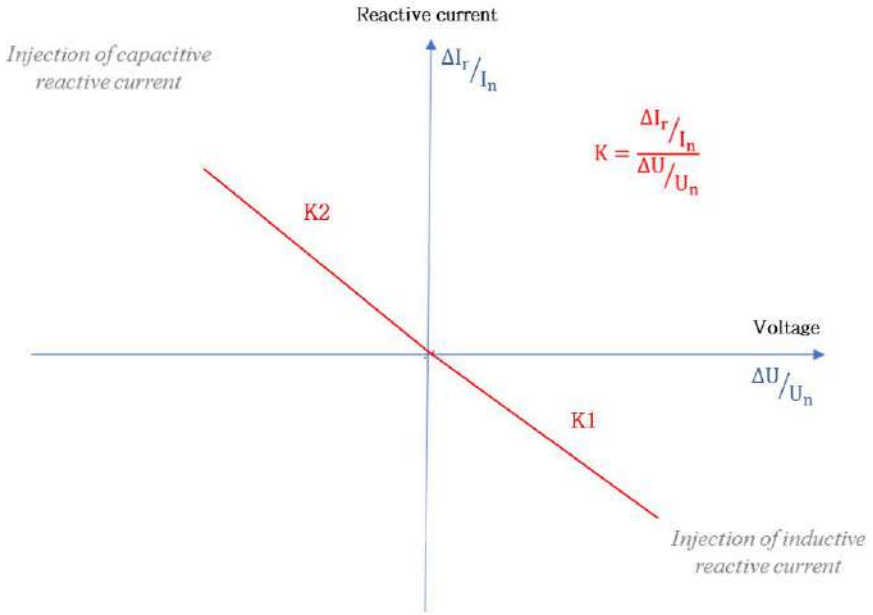


Figure 3: Reactive Current Injection.

Finally, inverter configuration allows defining the priority between positive sequence active current, positive sequence reactive current and negative sequence reactive current during unbalanced grid faults.

3.1.1. LVRT Configuration

The inverter response is defined by three variables:

- A K factor that defines the proportionality between the depth of the drop and the capacitive reactive current injected by the following equation:

$$K = \frac{\Delta I_r/I_n}{\Delta U/\Delta U_n}$$

  The K factor can be adjusted in this range [1.0 - 10.0].
- The minimum level of voltage not considered as a voltage drop. Below this value the algorithm is activated by injecting the reactive capacitive current defined by the K factor described.
- The time spent by the current to achieve the pre-fault conditions when the voltage is recovered over the dip threshold.

For a better understanding of the inverter behaviour, consult the technical note *"TN0016BI-LVRT&OVRT"* and the "Programming and Software Manual".

There are three LVRT modes available:

- Mode 1: The reference voltage corresponds with the direct sequence voltage.
- Mode 2: The reference voltage corresponds with the lowest value of phase-to-phase voltages.
- Mode 3: The algorithm considers the estimated voltage in the POI for the LVRT input.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

There are different options for current injection:

OPTION	DESCRIPTION
kdV	Response is proportional to voltage variation.
Q prev + kdV	Response is proportional to voltage variation + previous reactive power.
S prev + kdV	Response is proportional to voltage variation + previous apparent power.
P max + Q prev + kdV	Response is proportional to voltage variation + maximum active power and previous reactive power.
Constant	Injected current is a constant value that is set internally. It can only be modified by Power Electronics personnel.
Advanced	Allows configuring a customized behavior. Once this option is selected, parameters [G4.2.2.1-Injection mode Id] and [G4.2.2.2-Injection mode Iq] will be shown.

Table 3: Current Injection Configuration.

3.1.2. OVRT Configuration

The configuration of OVRT algorithm is like LVRT.

For a better understanding of the inverter behaviour, consult the technical note *"TN0016BI-LVRT&OVRT"* and the software and programming manual.

3.2. Volt-Var Control

Volt-var control allows to configure a curve to define the reactive power injection depending on the voltage measured at the inverter terminals.

The function can be adjusted defining the slope, the dead-band and the voltage reference.

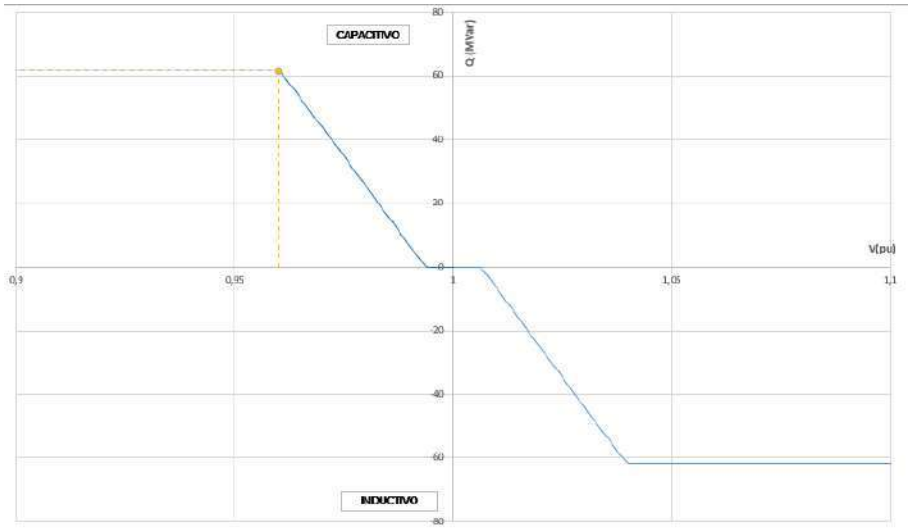


Figure 4. Volt-var Control.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

This function allows the AC output voltage to be maintained as closed as possible to its nominal value. This can be achieved by injecting inductive or capacitive reactive power, depending on the voltage level whether is above or below respectively, depending on the parameterization.

For further information regarding the Volt-var configuration, consult the "Programming and Software Manual".

3.3. Night mode

Night mode is the ability to provide reactive power without DC power. This mode allows setting the reactive power reference up to the inverter limit. In this mode, the inverter will draw power from the grid for internal auxiliary consumption and to keep the DC bus charged.

This mode is also available for Freemaq inverters to provide reactive power while disconnected from the batteries. The DC bus capacitors of Freemaq inverters can only be soft charged from the batteries, so it is required not to disconnect the AC side when disconnecting the batteries, this is to keep the DC bus charged after disconnecting the DC source.

4. PPC / BPC Controls

4.1. Active Power Control

The PPC / BPC allows controlling the active power injected by the inverters to achieve a reference value at the POI.

CONTROL MODE	DESCRIPTION
Fixed Active Power Control	This control mode allows defining the active power setpoint at the POI. The PPC / BPC calculates the active power reference to be commanded to the inverters according to the reference, in open loop, or according to the reference and the measured active power at the POI, in close loop. Reaching the desired reference depends on the active power availability, which varies with the irradiance and temperature conditions in solar inverters, or with the SOC of the batteries in storage inverters. The BPC PRO allows negative active power settings for charging the batteries.
Frequency Response	The frequency response function allows setting the active power to be delivered by the power plant based on the measured grid frequency in case of deviation. ***Basic control:*** allows responding to over-frequencies, under-frequencies, or both. ***Primary Control:*** complementary to basic control. The graph below describes the frequency response function including basic and primary control.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

For these control modes, frequency activation, hysteresis, droop (%/Hz), gradient (%/s) and recovery mode can be defined.

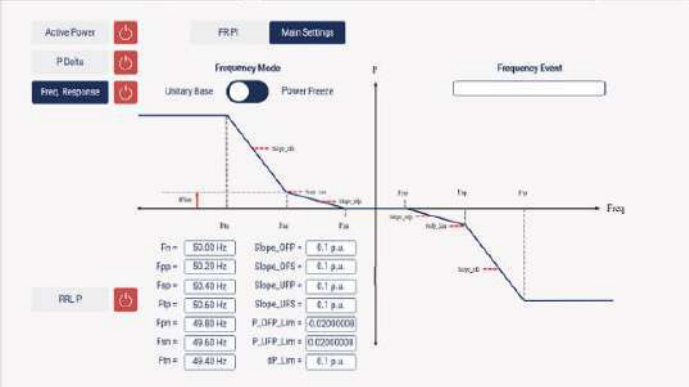


Figure 5. Frequency Response.

Power reserve: allows adjusting a limitation with respect to the maximum limit of the underfrequency response. In normal operation, the plant will be operating according to the limited power. When the low frequency event occurs, the reserve will be released so that the active power limit can reach the maximum capability.

Ramp Rate	The ramp rate modifies the value of active power injected gradually to avoid sudden changes which can affect grid stability. This functionality allows the implementation of ramp-up and ramp-down to command the injection of active power gradually. The PPC / BPC can apply the ramp rate to the power references introduced by the grid operator. At the inverter level, there are different configurable gradients for start up, normal operation and stop. The inverter will apply the most restrictive ramp between its own configuration and the PPC / BPC command. The fulfillment of the ramp-down is subject to the weather condition and availability of primary resource and depending on the grid code requirements could require a complementary storage system.
P Delta (for PV plants)	Dynamic control which calculates continuously the value of the reference active power (P_ref) depending on the available power (P_available) and a given offset called P Delta. Therefore, P Delta control mode follows dynamically the available PV active power production curve of the plant. This control consists of setting an offset, so that, the user must introduce a percentage value in the P Delta setpoint box (for further information, consult the “PPC PRO Software and Programming Manual”). Besides, there is a source selector to choose how to calculate the P_ref:

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

- Regarding the nominal power: P_ref (pu) = P_available (pu) – P Delta (pu)
- Regarding the available power: P_ref (pu) = P_available (pu) x (1 – P Delta (pu))

Once the available AC power is obtained, it can be set to work as the nominal active power or the available power of the plant. Then, this value is sent to the ramp module.

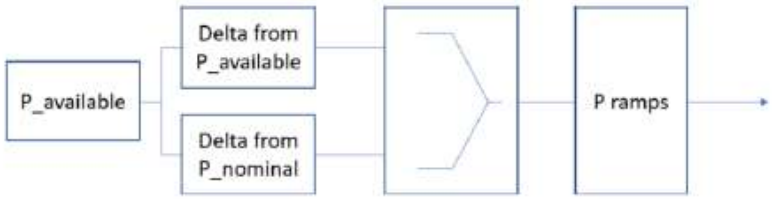


Figure 6. P Delta.

Table 4: Active power control.

4.2. Reactive Power Control

The PPC / BPC allows controlling the reactive power injected / absorbed by the inverters to achieve a reference value at the POI.

CONTROL MODE	DESCRIPTION
Reactive Power Control	This control mode allows defining the reactive power setpoint at the POI. The PPC / BPC PRO calculates the reactive power reference to be commanded to the inverters according to the reference, in open loop, or according to the reference and the measured reactive power at the POI, in close loop. Reaching the desired reference depends on the priority between active and reactive power generation which is configurable at inverter level.
Power Factor Regulation	This control mode allows defining the cosphi setpoint at the POI. The PPC / BPC PRO calculates the cosphi reference to be commanded to the inverters according to the reference, in open loop, or according to the reference and the measured cosphi at the POI, in close loop.
Cosphi(P)	This control mode allows establishing a cosphi reference depending on the active power measured at the POI, as well as the configured dead-band and slope.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

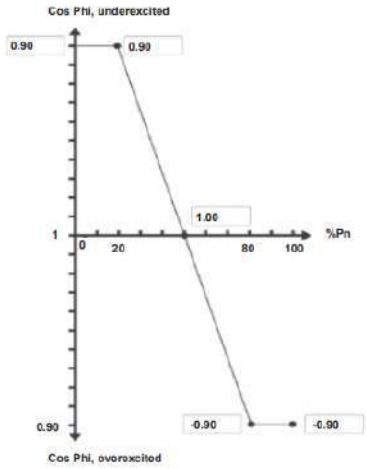


Figure 7. Cosphi(P).

This function could be useful for power plants connected to a resistive electrical line, since an active power injection increase can lead to a voltage increase at the POI.

Q(V) Control

This control mode allows defining the reactive power injection / absorption depending on the voltage measured at the POI. This function allows keeping the voltage close to its nominal value, injecting inductive or capacitive reactive power according to the configured Volt-var curve.



Figure 8. Q(V) Control.

The curve can be adjusted defining the slope, dead-band and voltage reference.

VRS (Voltage Regulation System)

The VRS is based on a PI regulator. Thus, depending on the voltage measured at the POI and the voltage setpoint, the PPC / BPC PRO will command the inverters making the reactive power inductive or capacitive, as required to reduce or increase the voltage at the POI to reach the setpoint.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

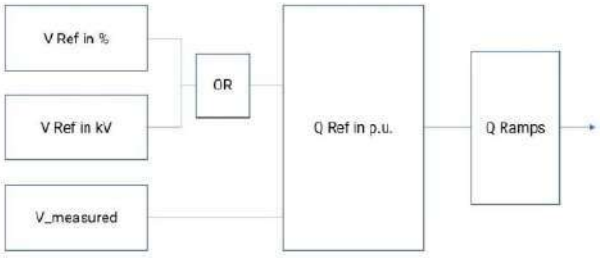


Figure 9. VRS Block Diagram.

This regulation will be limited by the total reactive power that inverters are able to inject. In case the inverters are configured with P priority (in a PV plant), the maximum reactive power will depend on the climatic conditions, the PV plant configuration, and the rated power of the inverter.

Here is shown an example of the VRS control mode response. The blue curve is the voltage setpoint whereas the orange one is the response of the PV plant (voltage measured at the POI).

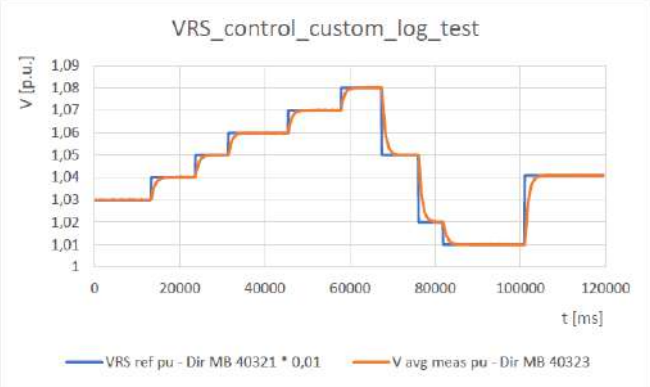


Figure 10. VRS Response.

PF-VRS

This control is complementary to power factor control mode and enables the voltage regulation to deal with voltage sudden variations. The operating voltage range shall be defined [Vref_min, Vref_max].

When the voltage measured at the POI is within the configured range, the power factor control at the POI is enabled. When the voltage is out of range, the voltage is regulated according to the references Vref_min and Vref_max respectively.

The PPC / BPC PRO will command the reactive power injection / absorption to the inverters based on power factor or voltage control.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

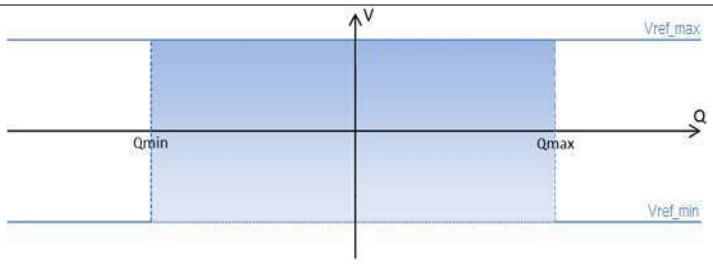


Figure 11. PF-VRS.

Q eV Control	Similarly to the Q(V) control mode, the Q eV control mode uses the voltage error (difference between the reference value configured in PI control and voltage measured) rather than the voltage measured at the POI.
RRL Q Control	The ramp rate limiter allows to ramp the desired reactive power control reference loop in accordance with the ramp configured, avoiding step variations to control the speed at which the ramp either rises or falls when getting the referenced value configured.

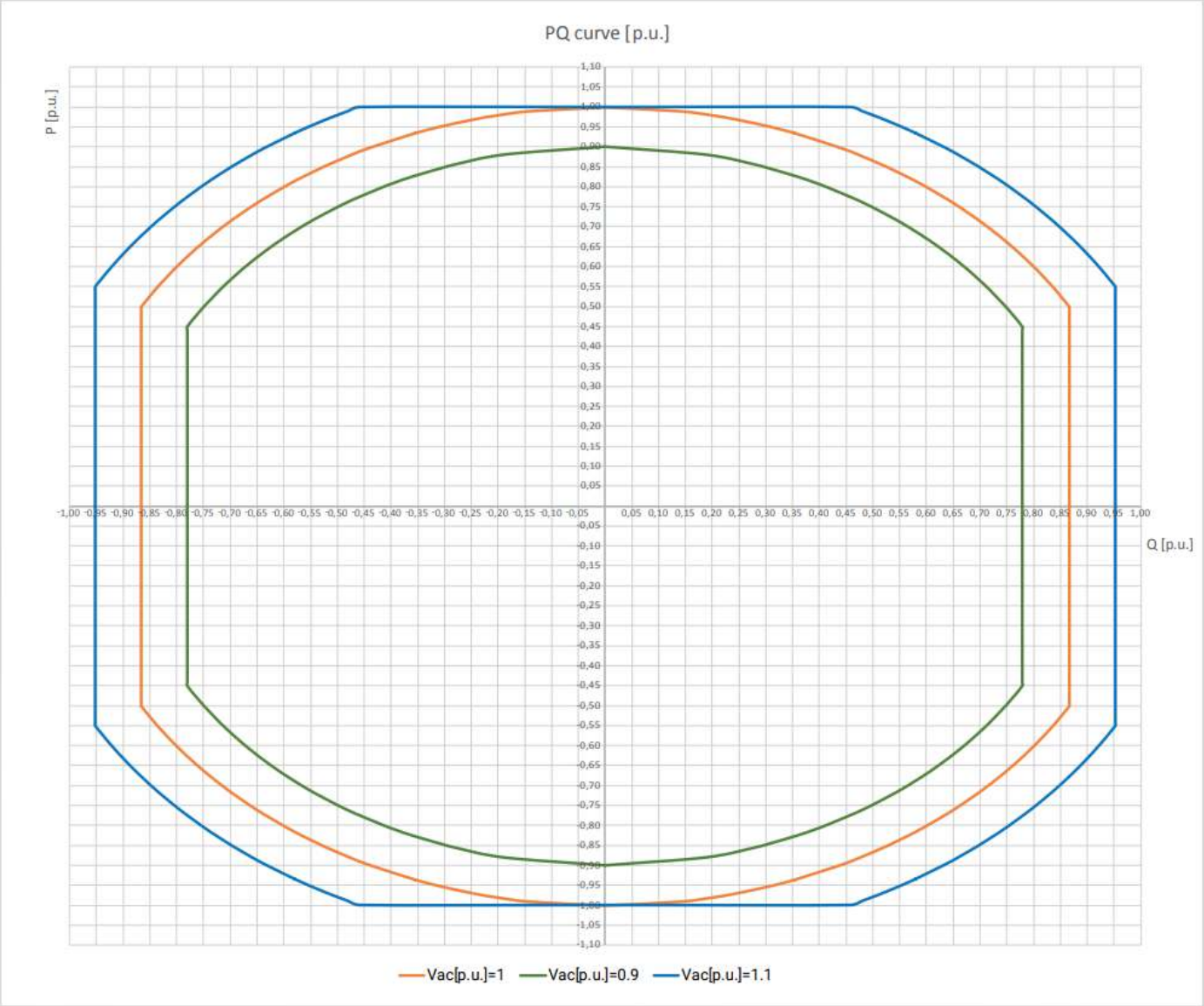
For more information, refer to the ¨PPCPROSW01CI – Software and Programming Manual¨ of the PPC PRO.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Freemaq PCSK / Multi PCSK

TECHNICAL CHARACTERISTICS - PQ CURVE

PQ curve

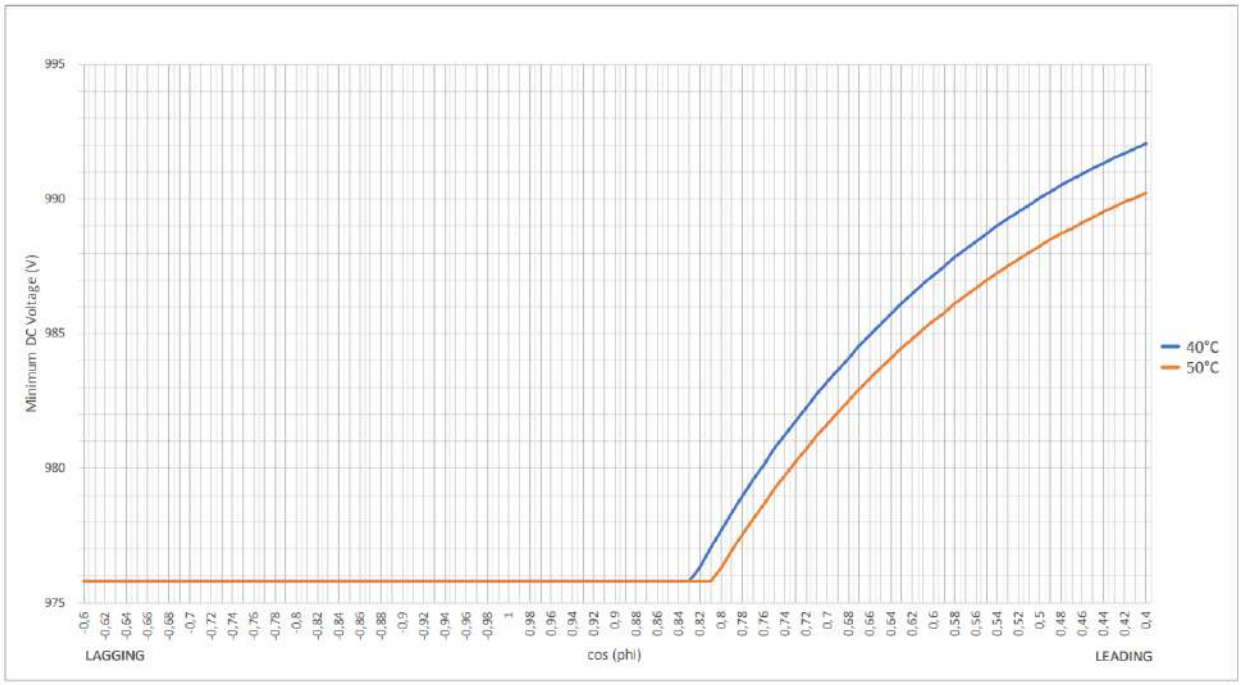


Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

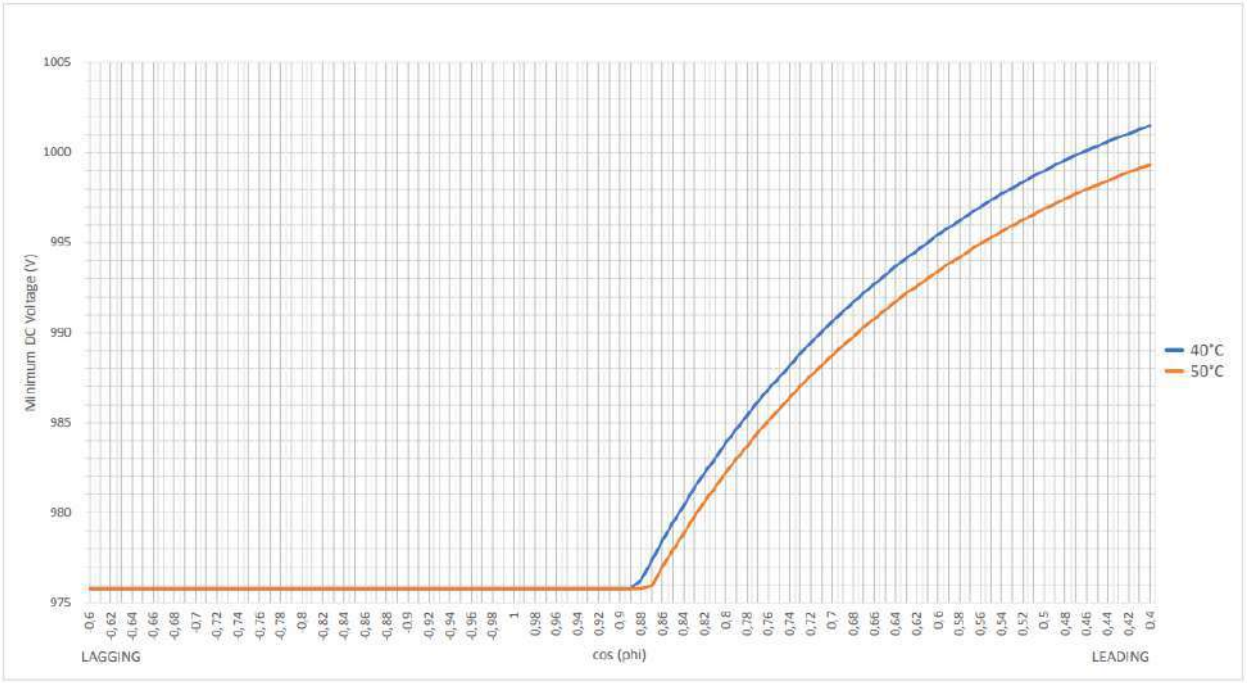
Freemaq PCSK / Multi PCSK

COS (Φ) vs MINIMUM DC VOLTAGE

690 V - 50 Hz / FP2195K – FP3290K – FP4390K – FP2195K2 – FP3290K3 – FP4390K2 – FP4390K4



690 V - 60 Hz / FP2195K – FP3290K – FP4390K – FP2195K2 – FP3290K3 – FP4390K2 – FP4390K4

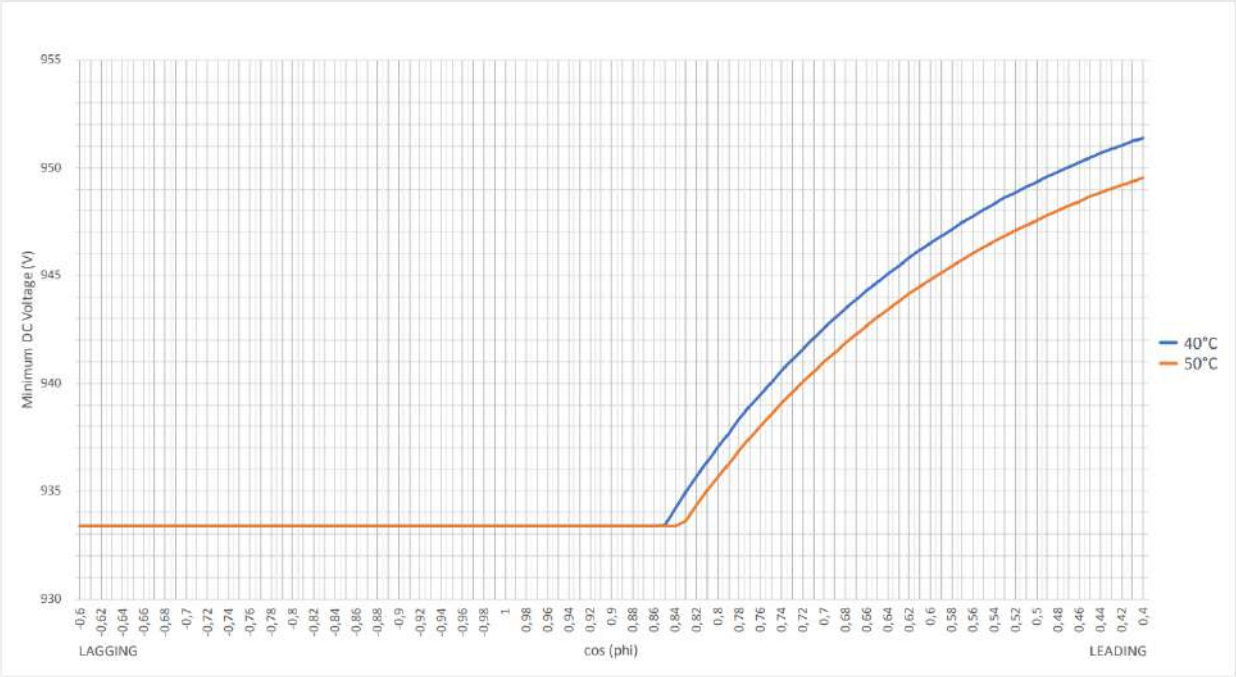


Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

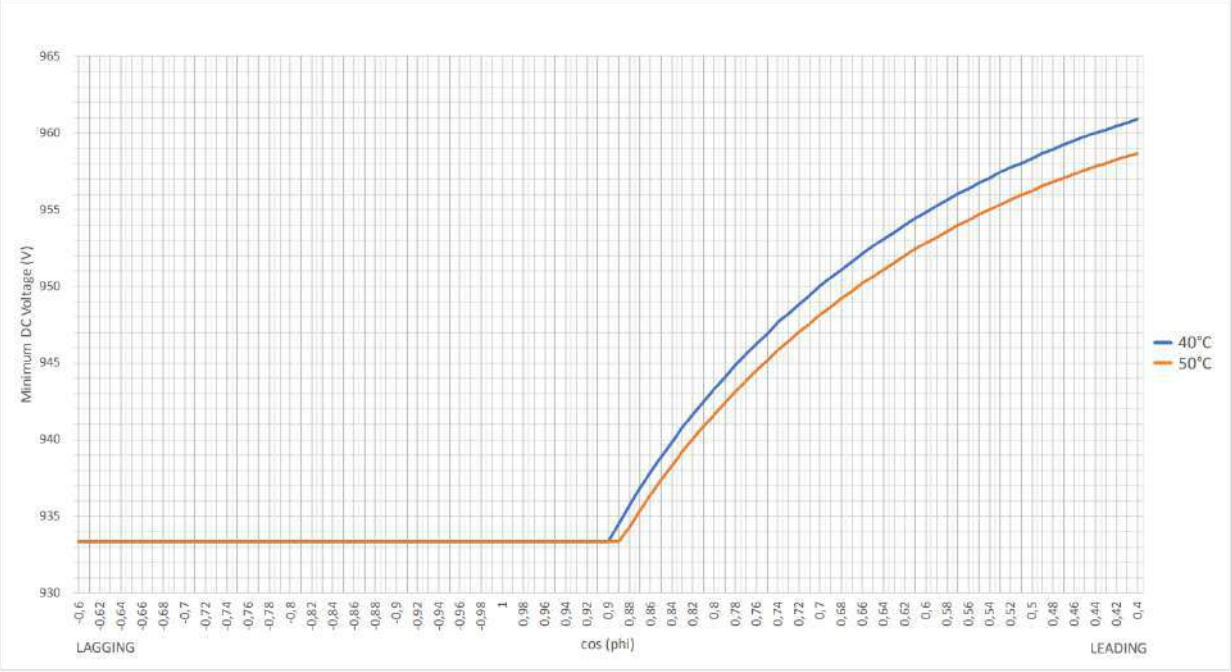
Freemaq PCSK / Multi PCSK

COS (Φ) vs MINIMUM DC VOLTAGE

660 V - 50 Hz / FP2101K – FP3151K – FP4200K – FP2101K2 – FP3151K3 – FP4200K2 – FP4200K4



660 V - 60 Hz / FP2101K – FP3151K – FP4200K – FP2101K2 – FP3151K3 – FP4200K2 – FP4200K4

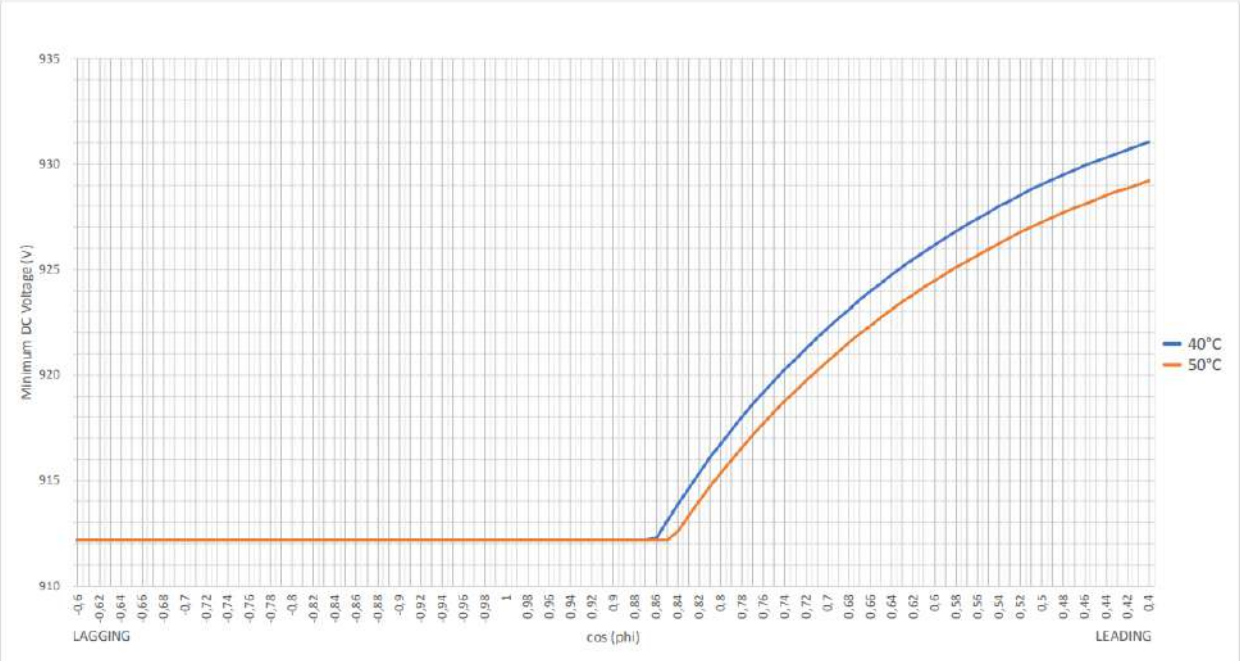


Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

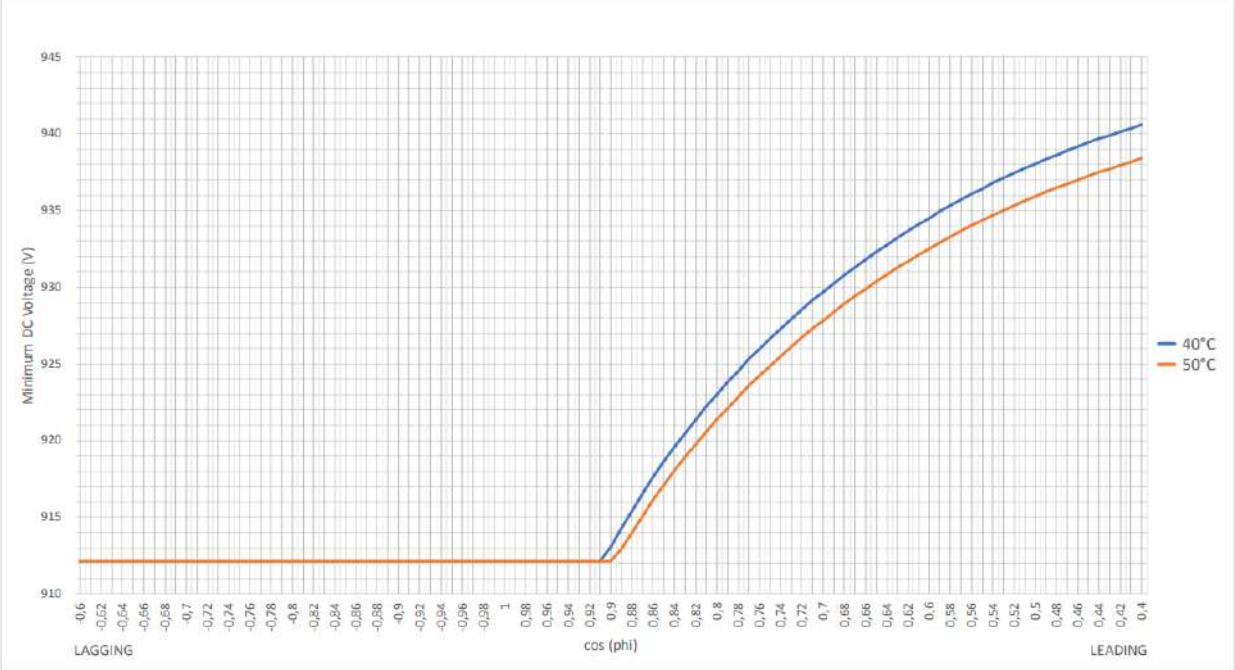
Freemaq PCSK / Multi PCSK

COS (Φ) vs MINIMUM DC VOLTAGE

645 V - 50 Hz / FP2055K – FP3080K – FP4105K – FP2055K2 – FP3080K3 – FP4105K2 – FP4105K4



645 V - 60 Hz / FP2055K – FP3080K – FP4105K – FP2055K2 – FP3080K3 – FP4105K2 – FP4105K4

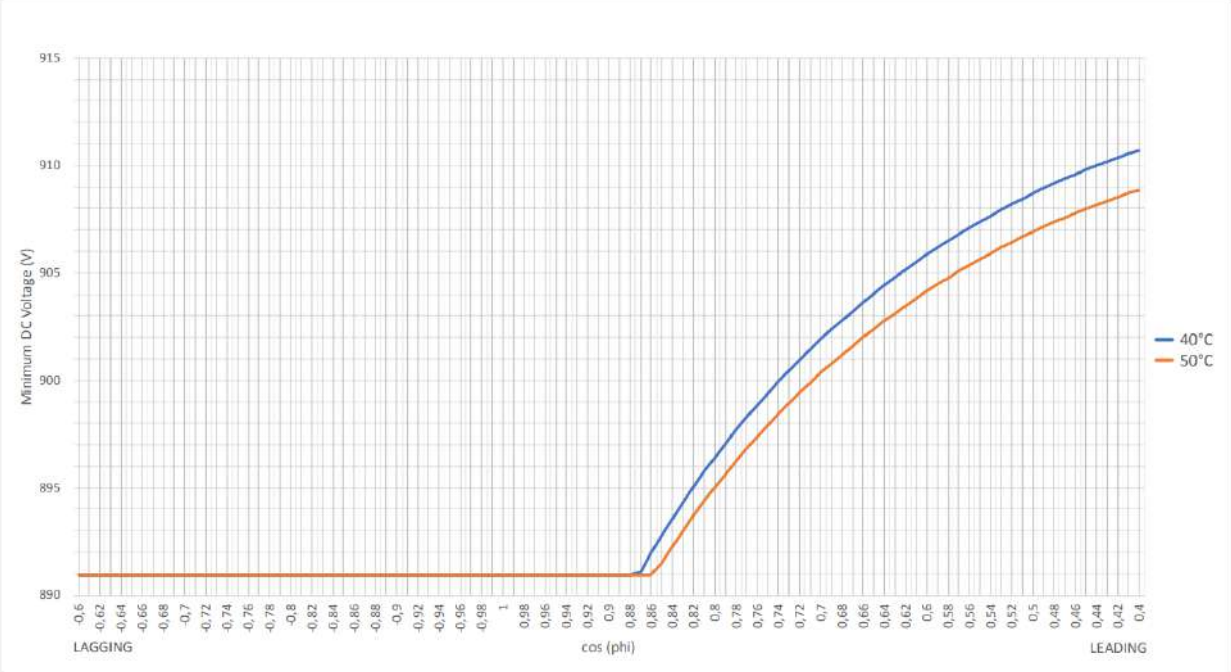


Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

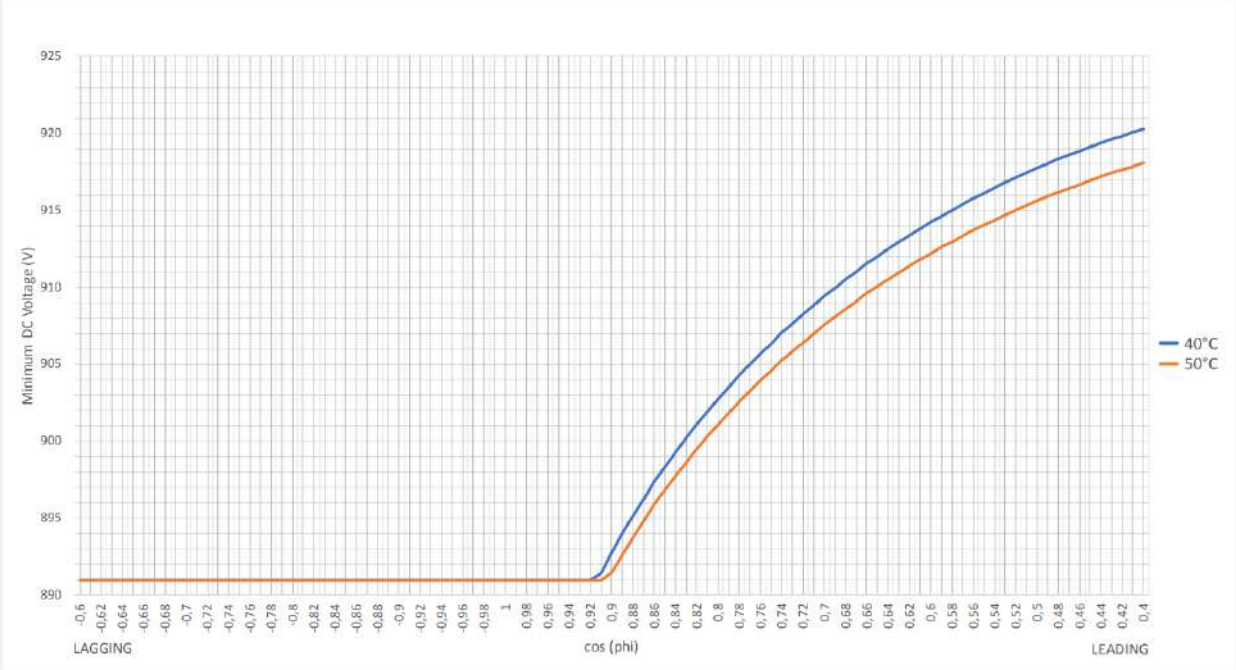
Freemaq PCSK / Multi PCSK

COS (Φ) vs MINIMUM DC VOLTAGE

630 V - 50 Hz / FP2005K – FP3005K – FP4010K – FP2005K2 – FP3005K3 – FP4010K2 – FP4010K4



630 V - 60 Hz / FP2005K – FP3005K – FP4010K – FP2005K2 – FP3005K3 – FP4010K2 – FP4010K4

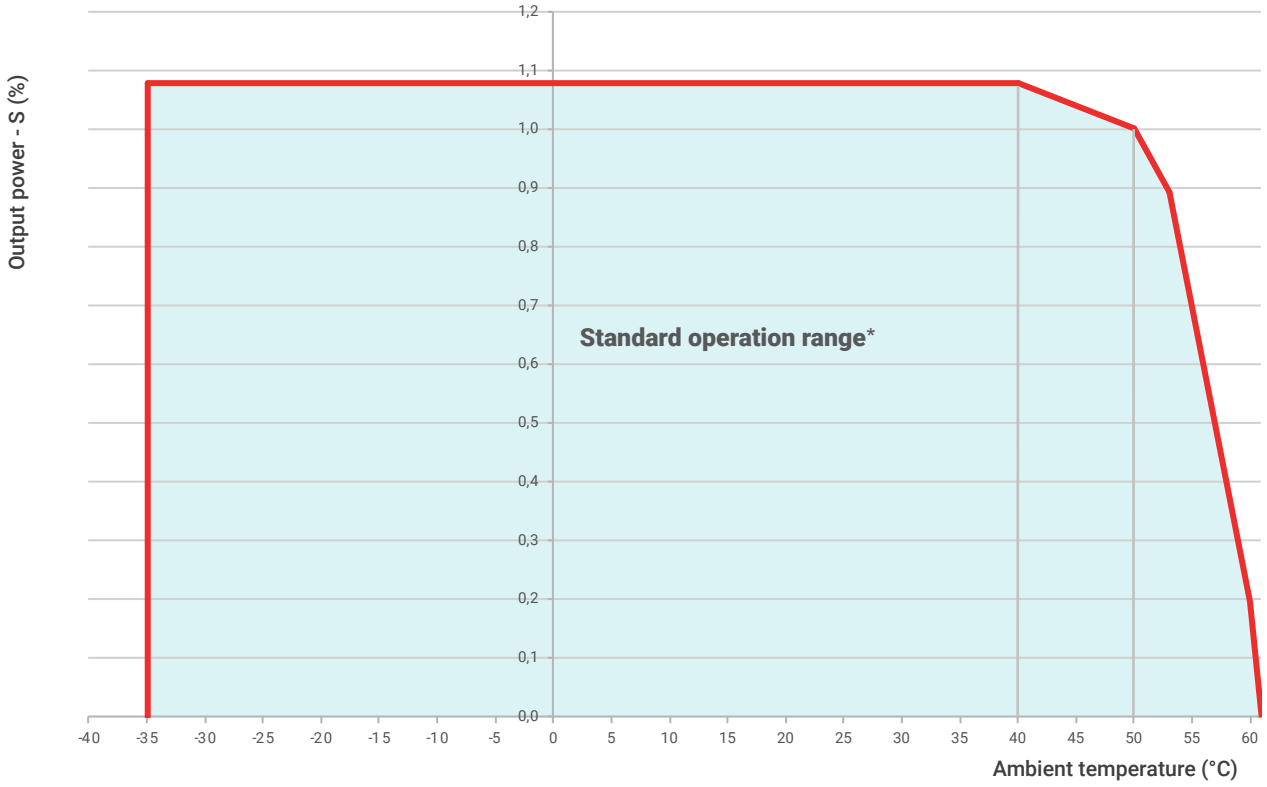


Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PCSK & MPCSK

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Power vs Temperature



*For low temperature and high humidity values, active heating functionality or heating resistor should be required. For more information, consult with Power Electronics.

Models: FP4390K FP3290K FP2195K FP4200K FP3151K FP2101K FP4105K FP3080K FP2055K FP4010K FP3005K FP2005K FP1955K FP1685K FP1590K FP1525K. (Rated power of the inverter stated at 50 ºC)

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

FREEMAQ BCI

ADVANCED BATTERY CONTROL INTERFACE

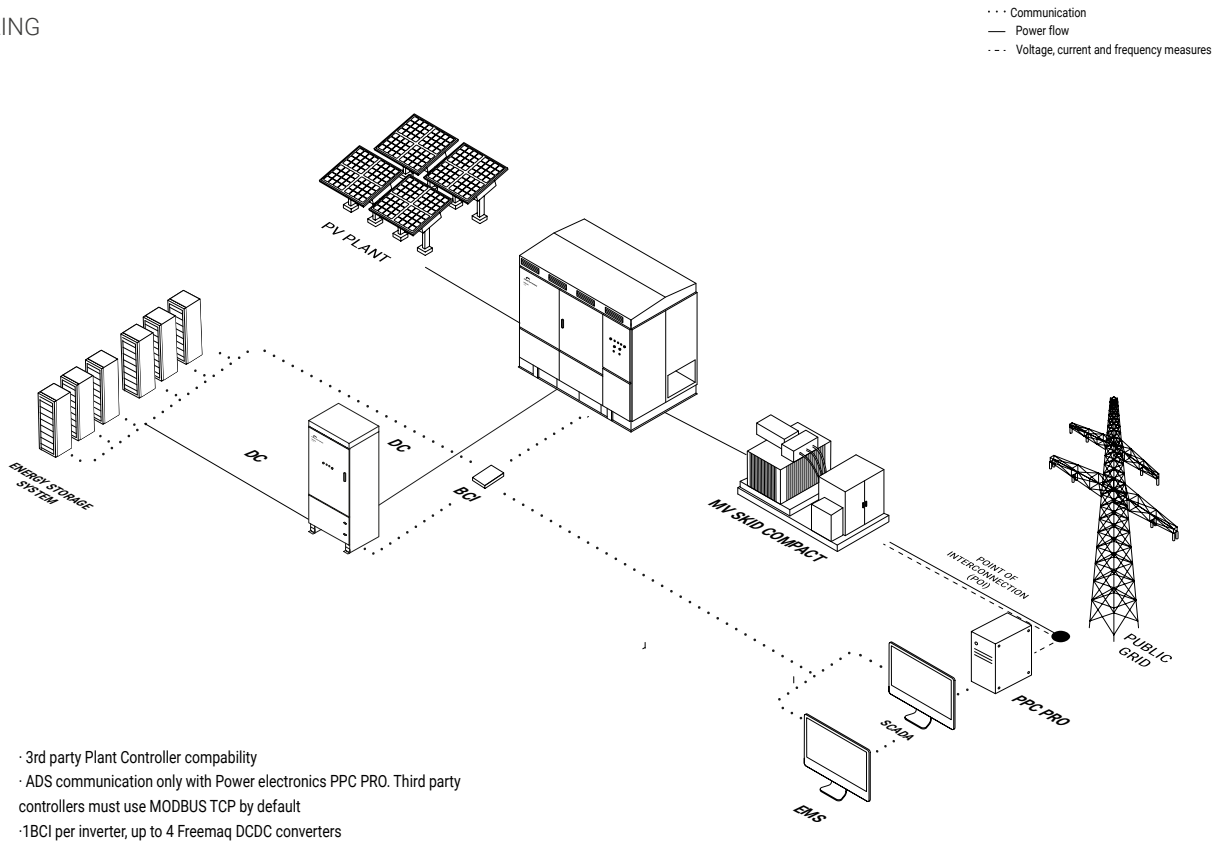
BCI is an advanced control solution for utility AC and DC coupled power plants implementing the most sophisticated communication systems and regulation algorithms to maximize the efficiency and service life of each power block.

BCI controls and visualizes the status of the batteries and inverters. It works as an interface for the grid controller or SCADA system, managing the power block efficiency and charging or discharging the BESS.

TECHNICAL CHARACTERISTICS FREEMAQ BCI

GENERAL DATA	Integration	1 BCI per inverter, up to 12 Batteries [1]
	Location	Integrated in the inverter
	Compatible inverters	PCSK, PCSM, HEMK, HEM
	Battery Compatibility	Under request. Consult Power Electronics
COMMUNICATIONS	Communication protocols	Modbus TCP. Consult with Power Electronics for other options.
	Communication with BPC PRO (PE)	ADS (cadency < 1 ms without overloading the comms network)
	Communication with third party BPC	Modbus TCP. For other protocols consult PE
FUNCTIONALITIES	Active power control	Multi P distribution, SOC Balancing,
OTHERS	Control Modes	Web server with access levels, Modbus control
	Customizable solution	Flexible solution based on a powerful modular and programmable controller

DC COUPLING

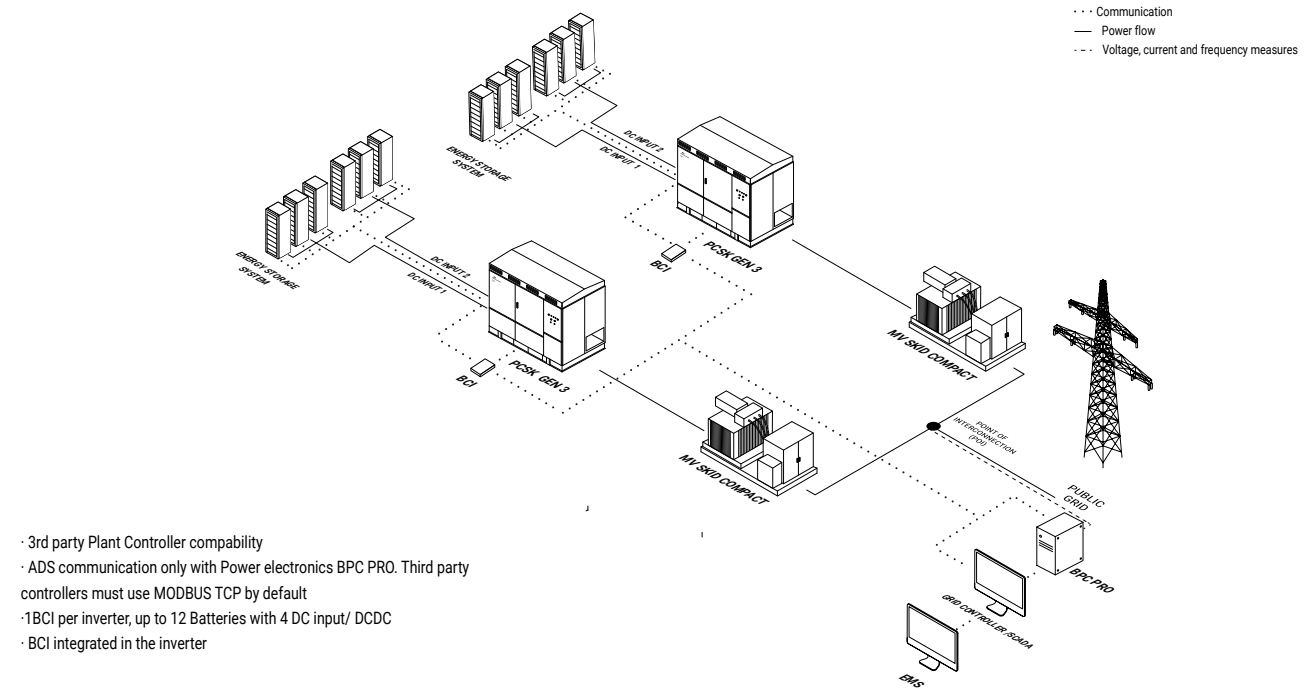


· 3rd party Plant Controller compability
· ADS communication only with Power electronics PPC PRO. Third party controllers must use MODBUS TCP by default
·1BCI per inverter, up to 4 Freemaq DCDC converters
· BCI integrated in the inverter

[1] Consult Power Electronics for functionalities and availability

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

AC COUPLING



· 3rd party Plant Controller compability
· ADS communication only with Power electronics BPC PRO. Third party controllers must use MODBUS TCP by default
·1BCI per inverter, up to 12 Batteries with 4 DC input/ DCDC
· BCI integrated in the inverter

EASY TO HANDLE

The power block just needs to externally receive active and reactive power setpoints and start/stop commands. The rest of variables and functionalities such as: status of batteries, connection/disconnection manoeuvres, coordination with the power modules in the inverter, etc. are managed by the BCI, being transparent for the client.

POWERFUL AND FLEXIBLE SOLUTION

BCI can be the main governor of Power Blocks consisting of one inverter and up to 12 Batteries. The BCI adapts to every Battery in the market and can be easily customized to meet the client requirements and the most stringent grid codes.

MULTI P DISTRIBUTION

This algorithm distributes the P setpoint to each Battery coupled with the inverter considering the status of each battery and its operational limits (current, voltage, SoC…). The Multi P mode also allows to set specific P setpoints to each DC input/DCDC by the client.

The BCI manages the coordination between the power modules of the inverter and the batteries to maximize the overall efficiency of the power block. Even when some batteries or power modules are turned off.

SOC BALANCING

This functionality maximizes the BESS efficiency and service life by maintaining the same SoC of the batteries in the same power block. The BCI will distribute the specific active power commands in each DC input/DCDC according to the SoC differen-ce between them for charge and discharge modes.

O&M DIAGNOSIS FUNCTIONS

The BCI reports warning / fault messages and enables user management, real-time data monitoring and change log of the complete power block (inverter and batteries) with direct communication with the BMS, the inverter, the Plant controller and the grid controller or SCADA. It offers a web server for local and remote monitoring /control.

The RTU collects the most significant signals of the complete power block to be consulted with refresh rates of 400 ms.

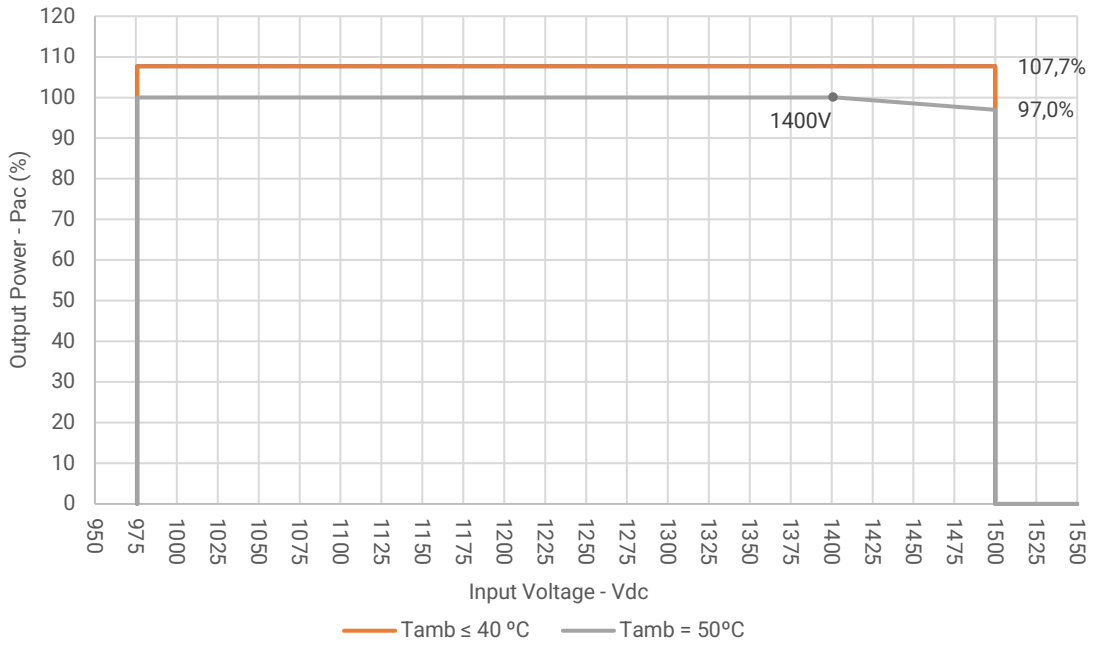
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PCSK & MPCSK

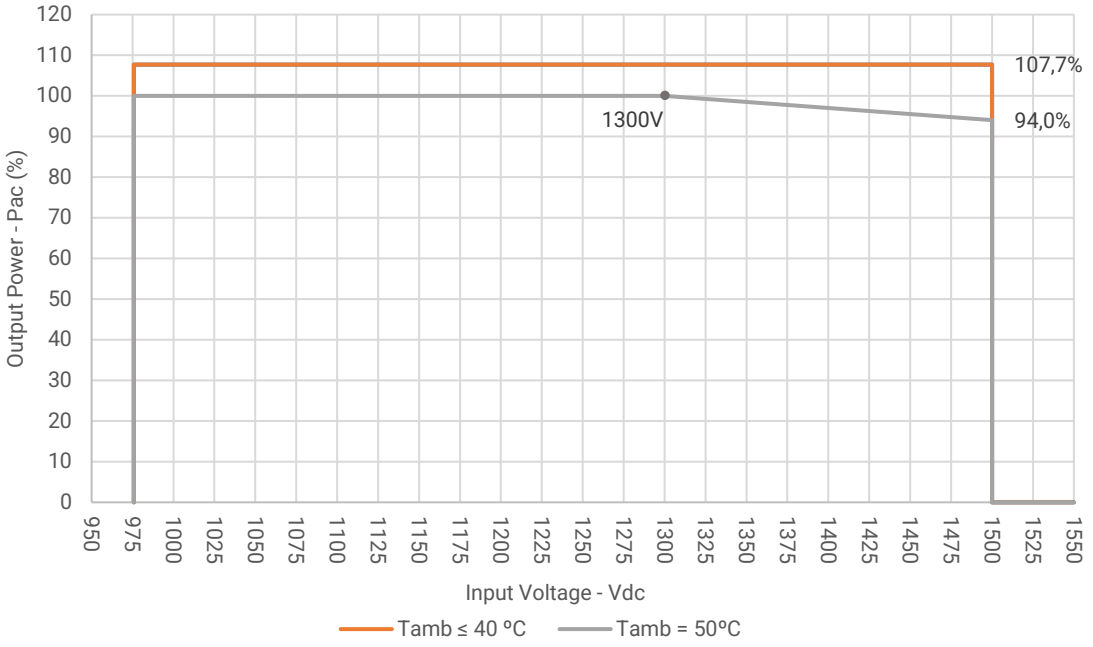
POWER DERATING – DC VOLTAGE RANGE AT MAXIMUM POWER

690 V / FP2195K – FP3290K – FP4390K / FP2195K2 / FP3290K3 / FP4390K2 – FP4390K4

Power Factor ≤ 1 capacitive or Power Factor ≥ 0.9 inductive



Power Factor < 0.9 inductive & Power Factor ≥ 0.5 inductive



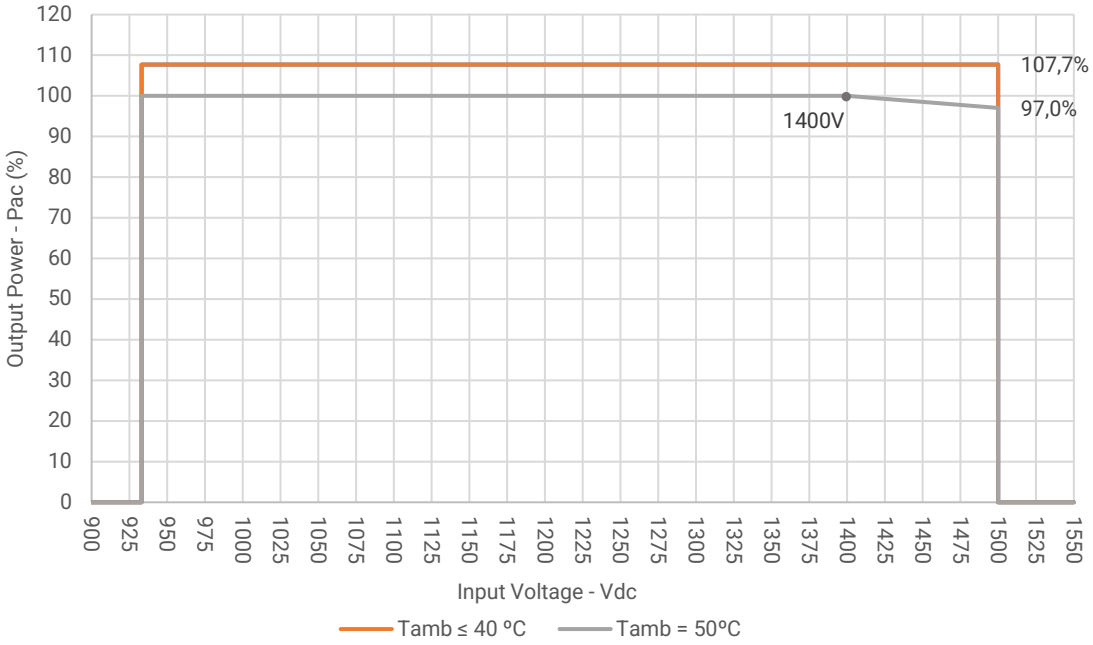
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PCSK & MPCSK

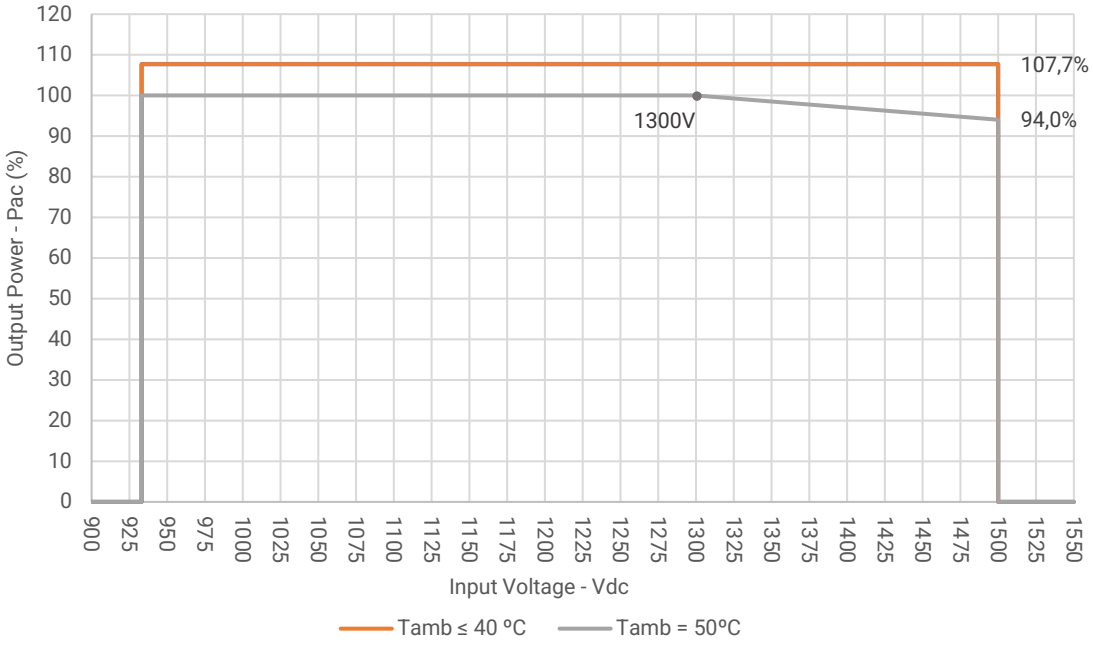
POWER DERATING – DC VOLTAGE RANGE AT MAXIMUM POWER

660 V / FP2101K – FP3151K – FP4200K / FP2101K2 / FP3151K3 / FP4200K2 - FP4200K4

Power Factor ≤ 1 capacitive or Power Factor ≥ 0.9 inductive



Power Factor < 0.9 inductive & Power Factor ≥ 0.5 inductive



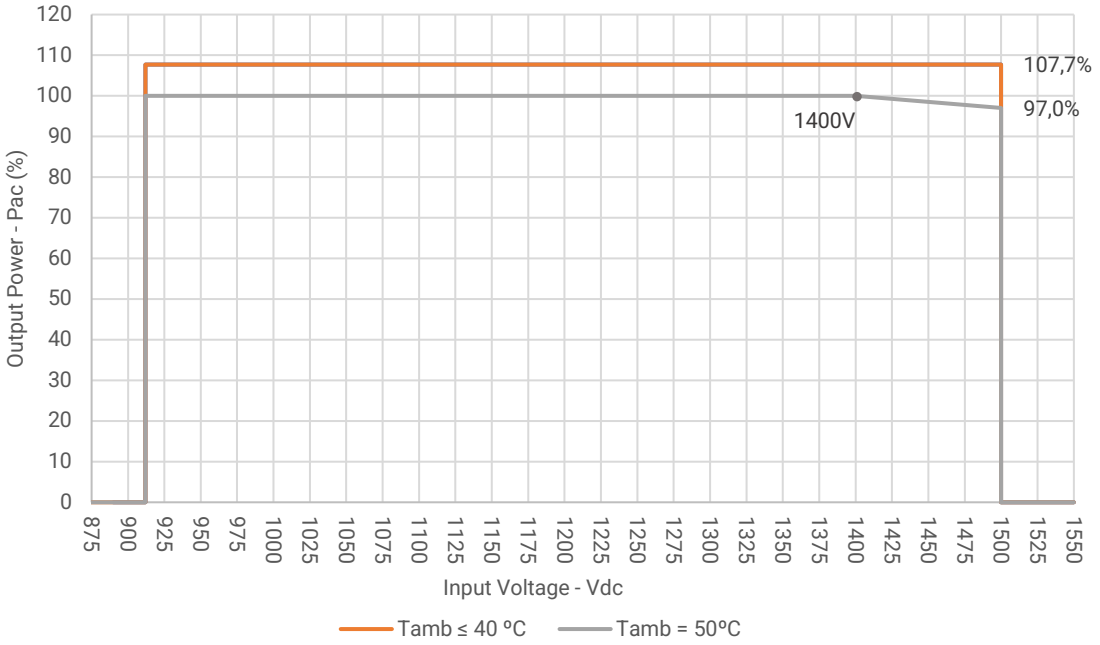
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PCSK & MPCSK

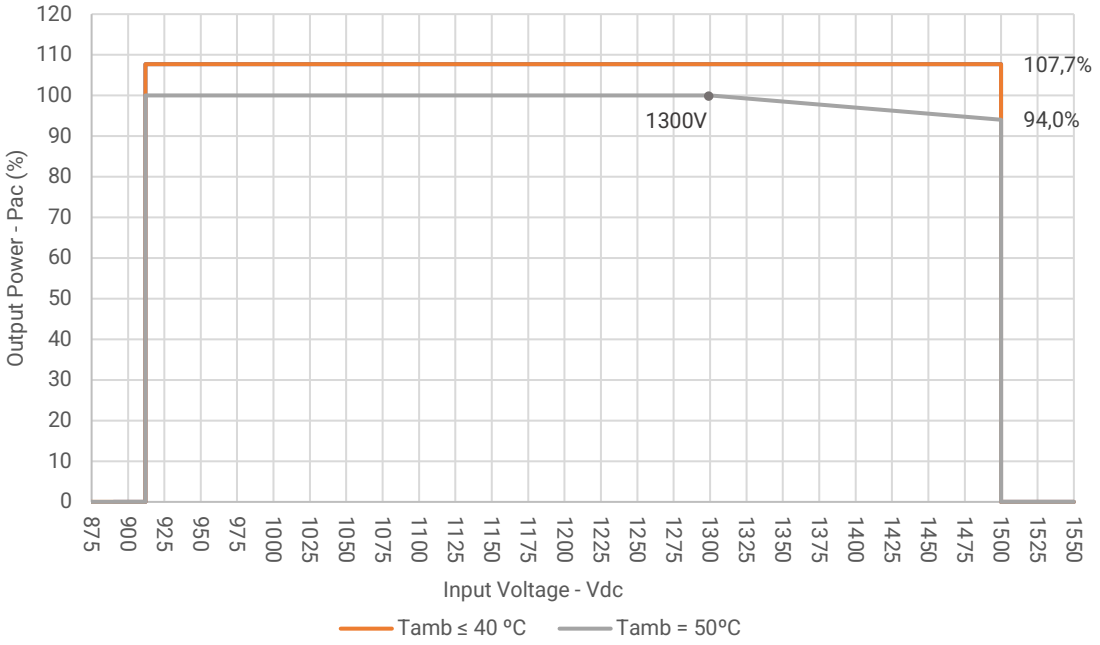
POWER DERATING – DC VOLTAGE RANGE AT MAXIMUM POWER

645 V / FP2055K – FP3080K – FP4105K / FP2055K2 / FP3080K3 / FP4105K2 - FP4105K4

Power Factor ≤ 1 capacitive or Power Factor ≥ 0.9 inductive



Power Factor < 0.9 inductive & Power Factor ≥ 0.5 inductive



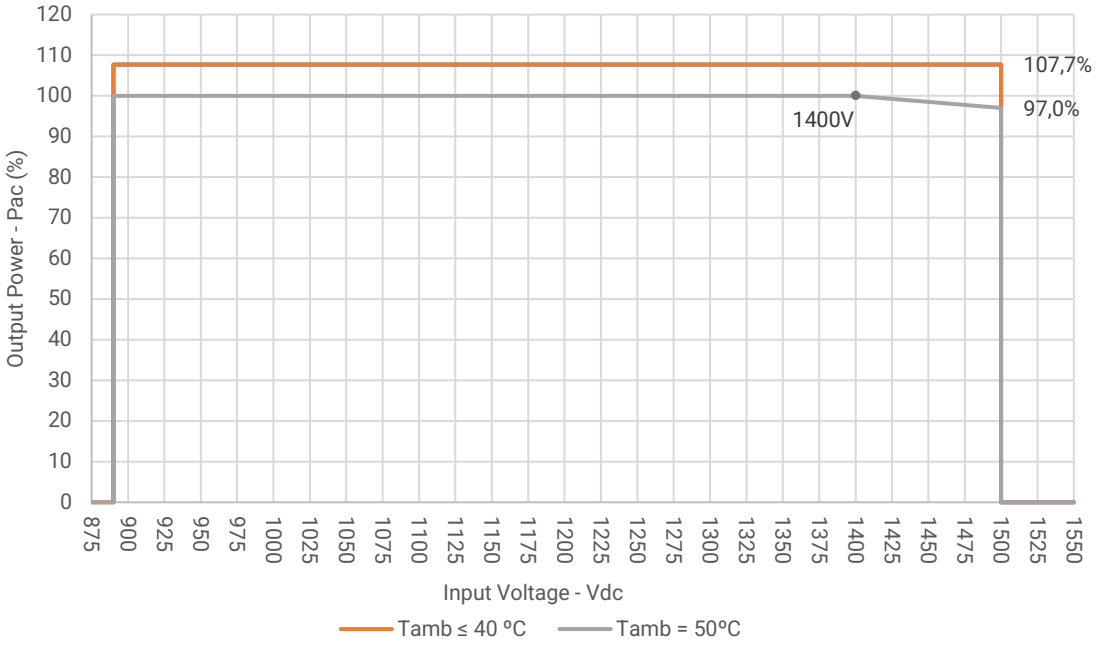
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PCSK & MPCSK

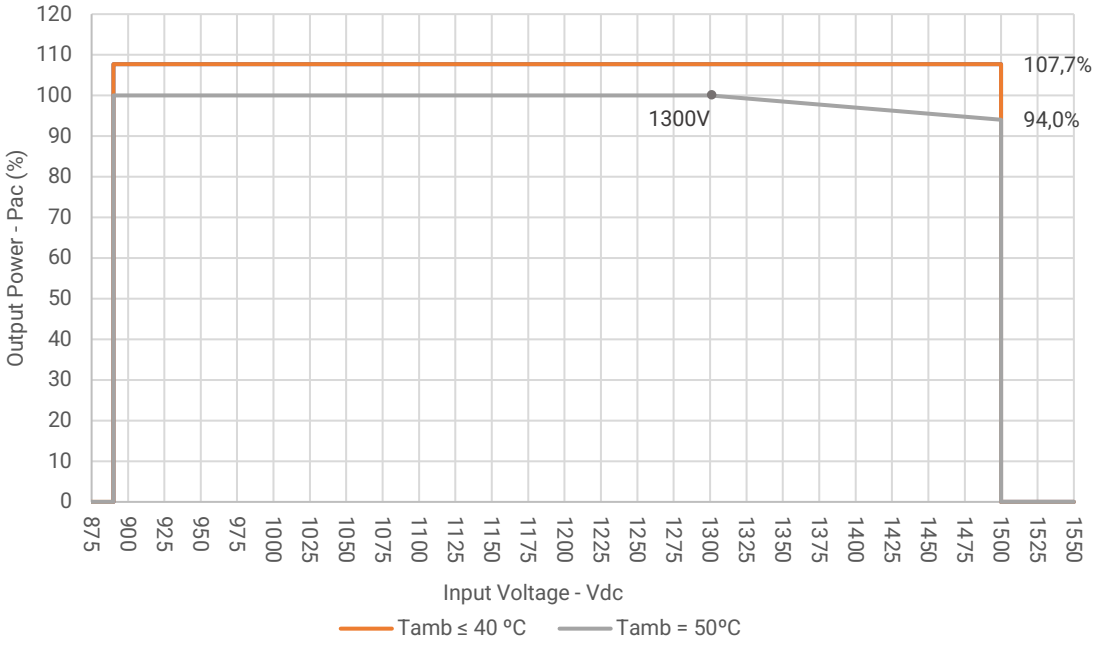
POWER DERATING – DC VOLTAGE RANGE AT MAXIMUM POWER

630 V / FP2005K – FP3005K – FP4010K / FP2005K2 / FP3005K2 / FP4010K2 - FP4010K4

Power Factor ≤ 1 capacitive or Power Factor ≥ 0.9 inductive



Power Factor < 0.9 inductive & Power Factor ≥ 0.5 inductive



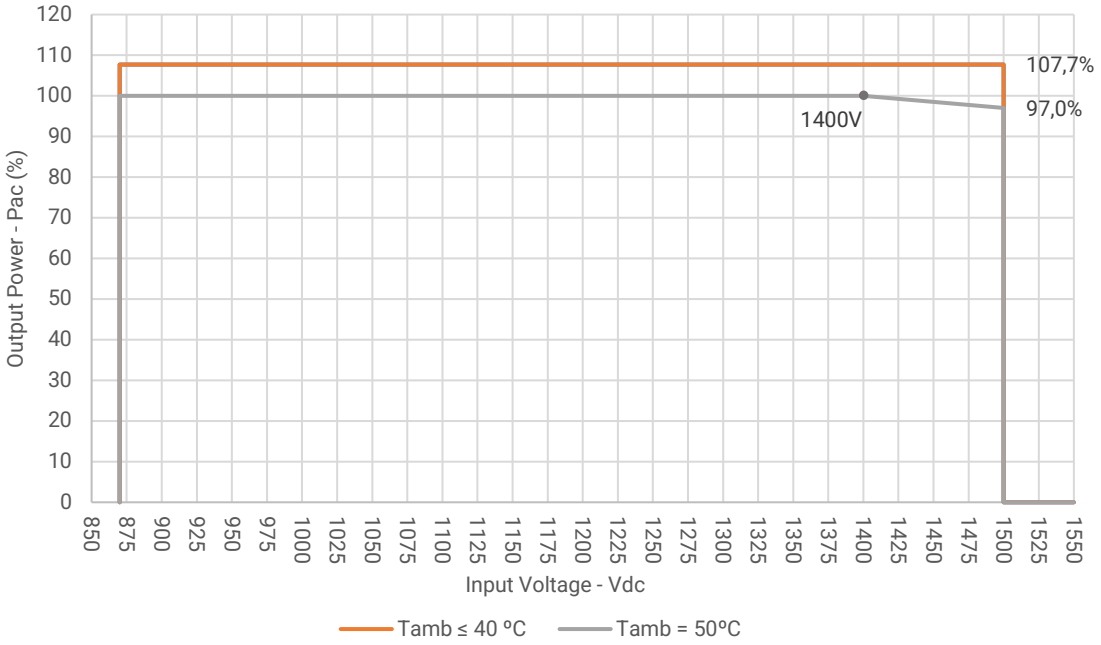
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PCSK & MPCSK

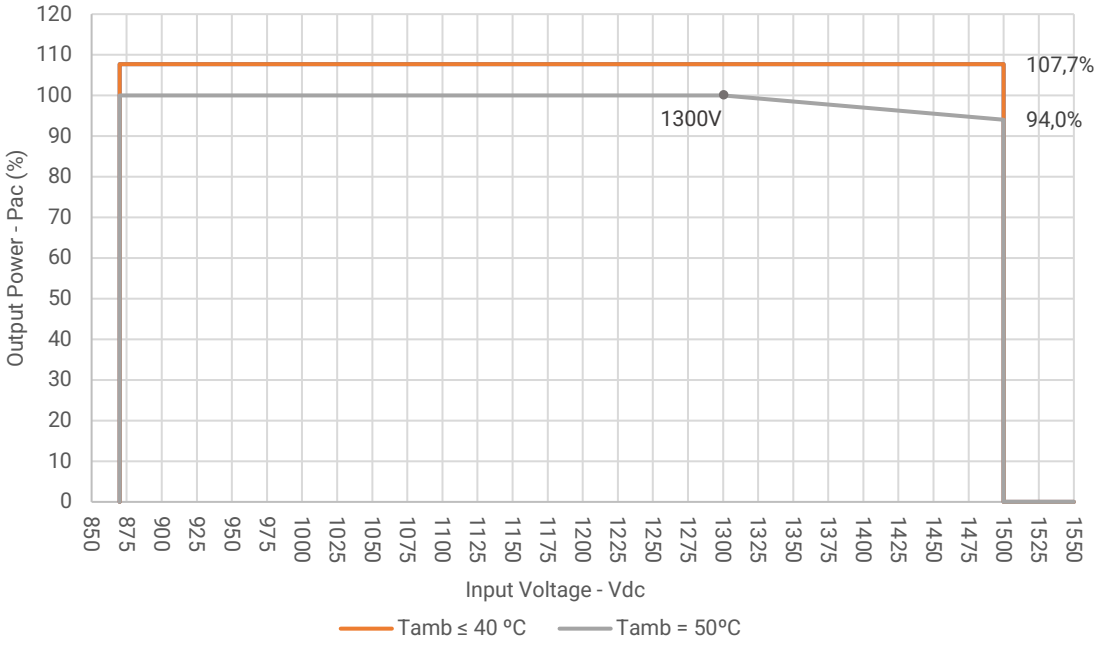
POWER DERATING – DC VOLTAGE RANGE AT MAXIMUM POWER

615 V / FP1955K– FP2935K– FP3915K / FP1955K2 / FP2935K3 / FP3915K2 - FP3915K4

Power Factor ≤ 1 capacitive or Power Factor ≥ 0.9 inductive



Power Factor < 0.9 inductive & Power Factor ≥ 0.5 inductive



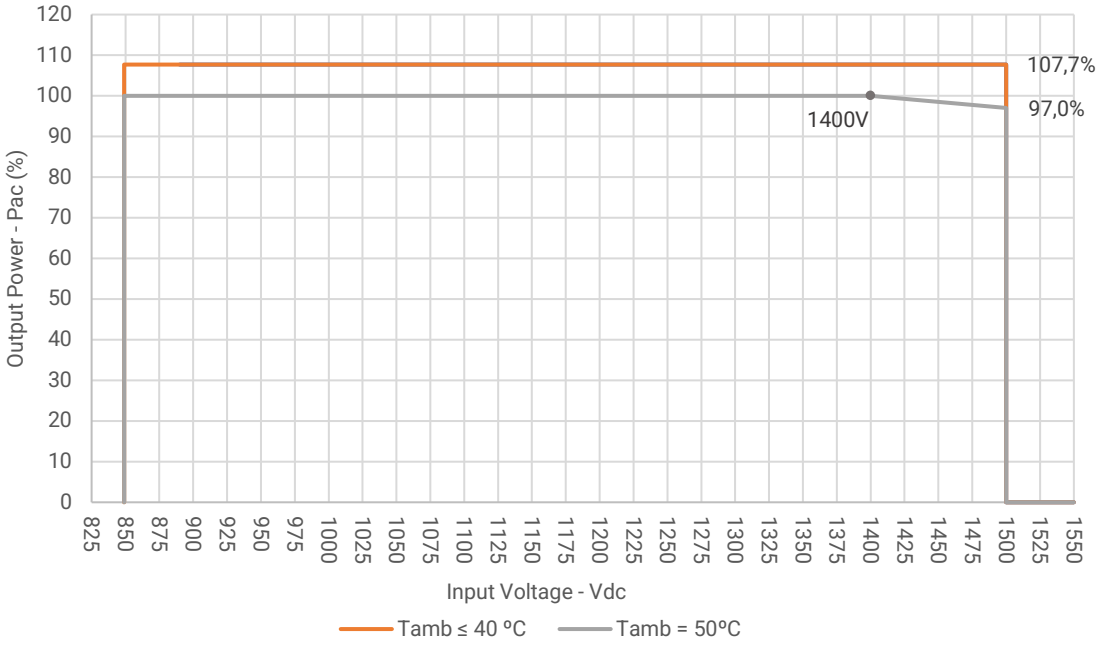
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PCSK & MPCSK

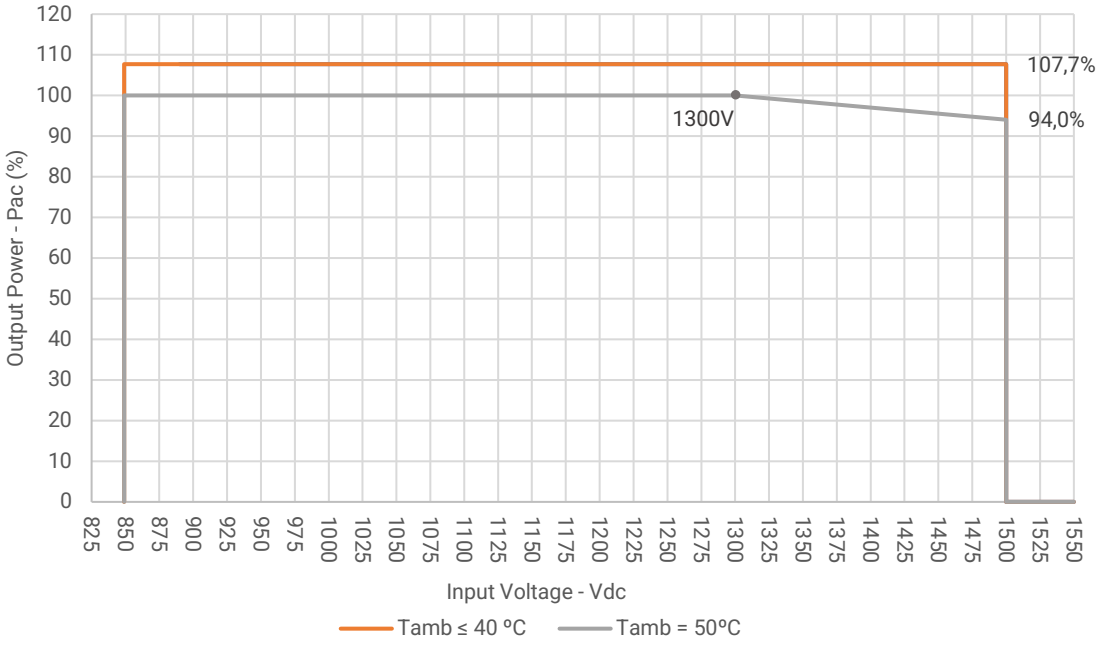
POWER DERATING – DC VOLTAGE RANGE AT MAXIMUM POWER

600 V / FP1910K– FP2865K– FP3820K / FP1910K2 / FP2865K3 / FP3820K2 - FP3820K4

Power Factor ≤ 1 capacitive or Power Factor ≥ 0.9 inductive



Power Factor < 0.9 inductive & Power Factor ≥ 0.5 inductive



Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

POWER ELECTRONICS®

TECHNICAL REPORT

HARMONICS RESULTS REPORT IN FREEMAQ PCSK AND MULTI-PCSK GEN 3 BATTERY INVERTERS

Nov 2023

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

SUBJECT	HARMONICS RESULTS REPORT IN PCSK AND MULTIPCSK GEN 3 BATTERY INVERTERS			
REVIEW	C			
DATE	30.11.2023	**DOCUMENT**	FSIC27012023AI	
AUTHOR	DLZ-4652		FSIC27012023BI	New models
APPROVED	SBT-1612		FSIC27012023CI	Missprint correction

INDEX

1. AIM 3

2. CURRENT HARMONICS 50 HZ 11

3. CURRENT HARMONICS 60HZ 13

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

1. AIM

The scope of this report is to communicate the results obtained during the harmonics tests performed by Power Electronics in the Freemaq PCSKH Gen 3 battery inverters according to IEC 61000-3-12:2011.

According to the definitions 3.1 and 3.2 of the standard, the THC and PWHC have been calculated with the following expressions:

$$THC = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}$$

$$PWHC = \sqrt{\sum_{h=14}^{40} h \cdot I_h{}^2}$$

The following inverter models are included in this report:

TECHNICAL CHARACTERISTICS — **FREEMAQ PCSK 690V**

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		**FP2195K**	**FP3290K**	**FP4390K**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2195	3290	4390
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	2035	3055	4075
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	976V - 1500V		
	Maximum DC Voltage	1500V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

TECHNICAL CHARACTERISTICS — **FREEMAQ PCSK 690V**

		FRAME 4
REFERENCES		**FP3670K10**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	3800
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	3670
	Max. AC Output Current (A) @40°C	3179
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation
DC	DC Voltage Range[3]	976V - 1500V
	Maximum DC Voltage	1500V
	DC Voltage Ripple	< 3%
	Max. DC Continuous Current (A)	3969
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 690V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP2195K2	FP3290K3	FP4390K2	FP4390K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2195	3290	4390	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	2035	3055	4075	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	976V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 690V

		FRAME 4	
REFERENCES		FP3670K20	FP3670K40
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	3800	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	3670	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	3179	
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging	
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range[3]	976V - 1500V	
	Maximum DC Voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1985	992
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Number of Separate DC Inputs	2	4

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 660V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP2101K	FP3151K	FP4200K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2100	3150	4200
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1950	2925	3900
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	660V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	934V - 1500V		
	Maximum DC Voltage	1500V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 660V

		FRAME 4
REFERENCES		**FP3510K10**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	3630
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	3510
	Max. AC Output Current (A) @40°C	3175
	Operating Grid Voltage (VAC)	660V ±10%
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation
DC	DC Voltage Range[3]	934V - 1500V
	Maximum DC Voltage	1500V
	DC Voltage Ripple	< 3%
	Max. DC Continuous Current (A)	3969
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 660V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		**FP2101K2**	**FP3151K3**	**FP4200K2**	**FP4200K4**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2100	3150	4200	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1950	2925	3900	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	660V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	934V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 660V

		FRAME 4	
REFERENCES		**FP3510K20**	**FP3510K40**
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C[1]	3630	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C[1]	3510	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	3175	
	Operating Grid Voltage (VAC)	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi)[2]	0.5 leading ... 0.5 lagging	
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation	
DC	DC Voltage Range[3]	934V - 1500V	
	Maximum DC Voltage	1500V	
	DC Voltage Ripple	< 3%	
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1985	992
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)	
	Number of Separate DC Inputs	2	4

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 645V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP2055K	FP3080K	FP4105K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2055	3080	4105
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1905	2855	3810
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	645V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	913V - 1500V		
	Maximum DC Voltage	1500V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 645V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP2055K2	FP3080K3	FP4105K2	FP4105K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2055	3080	4105	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1905	2855	3810	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	645V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	913V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 630V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP2005K	FP3005K	FP4010K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2005	3005	4010
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1860	2790	3720
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	630V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	891V - 1500V		
	Maximum DC Voltage	1500V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 630V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP2005K2	FP3005K3	FP4010K2	FP4010K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	2005	3005	4010	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1860	2790	3720	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	630V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	891V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 615V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP1955K	FP2935K	FP3915K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1955	2935	3915
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1815	2725	3635
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	615V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cosine phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	870V - 1500V		
	Maximum DC Voltage	1500V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 615V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP1955K2	FP2935K3	FP3915K2	FP3915K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1955	2935	3915	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1815	2725	3635	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	615V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	870V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 600V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP1910K	FP2865K	FP3820K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1910	2865	3820
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1775	2660	3545
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	600V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	849V - 1500V		
	Maximum DC Voltage	1500V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 600V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP1910K2	FP2865K3	FP3820K2	FP3820K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1910	2865	3820	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1775	2660	3545	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	600V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	849V - 1500V			
	Maximum DC Voltage	1500V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 530V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP1685K	FP2530K	FP3370K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1685	2530	3370
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1565	2350	3130
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	530V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	750V - 1300V		
	Maximum DC Voltage	1300V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 530V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP1685K2	FP2530K3	FP3370K2	FP3370K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1685	2530	3370	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1565	2350	3130	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	530V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	750V - 1300V			
	Maximum DC Voltage	1300V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 500V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP1590K	FP2385K	FP3180K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1590	2385	3180
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1475	2215	2955
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	500V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	708V - 1250V		
	Maximum DC Voltage	1250V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 500V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP1590K2	FP2385K3	FP3180K2	FP3180K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1590	2385	3180	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1475	2215	2955	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	500V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	708V - 1250V			
	Maximum DC Voltage	1250V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ PCSK 480V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4
REFERENCES		FP1525K	FP2290K	FP3055K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1525	2290	3055
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1415	2125	2840
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Voltage (VAC)	480V ±10%		
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cosine phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	DC Voltage Range [3]	679V - 1200V		
	Maximum DC Voltage	1200V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms		
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		

TECHNICAL CHARACTERISTICS — FREEMAQ MULTI PCSK 480V

		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	
REFERENCES		FP1525K2	FP2290K3	FP3055K2	FP3055K4
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C [1]	1525	2290	3055	
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C [1]	1415	2125	2840	
	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674	
	Operating Grid Voltage (VAC)	480V ±10%			
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz			
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519			
	Power Factor (cos phi) [2]	0.5 leading ... 0.5 lagging			
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation			
DC	DC Voltage Range [3]	679V - 1200V			
	Maximum DC Voltage	1200V			
	DC Voltage Ripple	< 3%			
	Max. DC Continuous Current per Input (A)	1148	1148	2295	1148
	Max. DC Short Circuit Current per Input (kA)	250 kA with a time constant of 3 ms			
	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)			
	Number of Separate DC Inputs	2	3	2	4

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

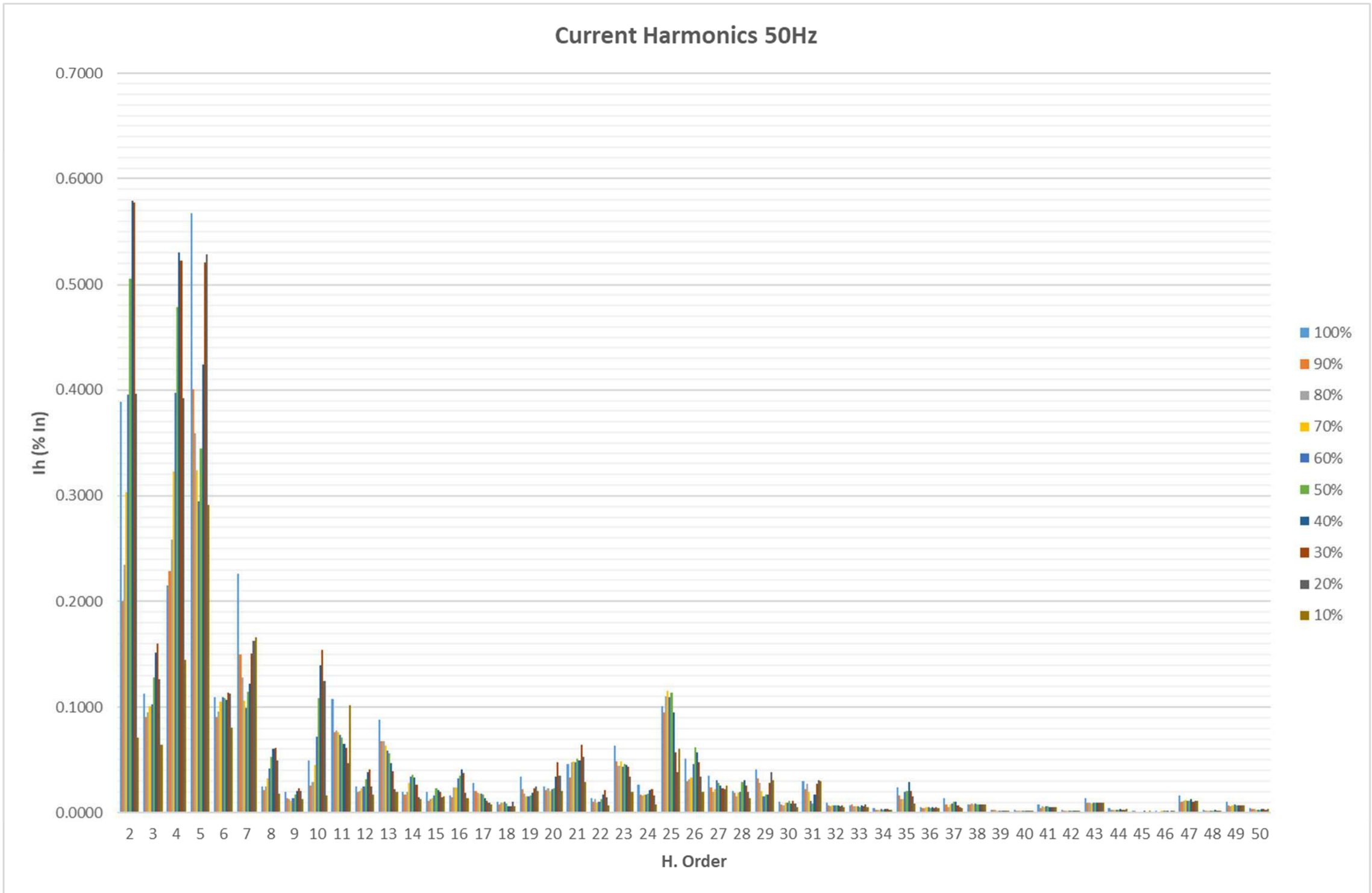
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

2. CURRENT HARMONICS 50 Hz

Nº Harm	LIMIT	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
2	8.000	0.3885	0.1997	0.2344	0.3032	0.3956	0.5056	0.5791	0.5777	0.3963	0.0713
3	5.300	0.1125	0.0910	0.0950	0.1014	0.1024	0.1279	0.1522	0.1599	0.1268	0.0642
4	4.000	0.2150	0.2290	0.2581	0.3224	0.3969	0.4789	0.5302	0.5227	0.3919	0.1448
5	10.700	0.5671	0.4002	0.3593	0.3236	0.2951	0.3448	0.4243	0.5205	0.5287	0.2912
6	2.600	0.1098	0.0912	0.0960	0.1056	0.1093	0.1086	0.1067	0.1134	0.1131	0.0808
7	7.200	0.2264	0.1498	0.1285	0.1059	0.0990	0.1150	0.1225	0.1507	0.1626	0.1663
8	2.000	0.0253	0.0217	0.0250	0.0323	0.0416	0.0528	0.0604	0.0609	0.0490	0.0182
9	1.700	0.0198	0.0136	0.0132	0.0112	0.0135	0.0173	0.0204	0.0231	0.0205	0.0133
10	1.600	0.0496	0.0257	0.0292	0.0450	0.0719	0.1088	0.1397	0.1540	0.1244	0.0166
11	3.100	0.1081	0.0768	0.0780	0.0761	0.0744	0.0718	0.0658	0.0611	0.0472	0.1015
12	1.300	0.0249	0.0200	0.0206	0.0230	0.0251	0.0317	0.0384	0.0413	0.0251	0.0175
13	2.000	0.0883	0.0677	0.0684	0.0641	0.0590	0.0559	0.0471	0.0389	0.0223	0.0201
14	1.000	0.0198	0.0174	0.0196	0.0285	0.0340	0.0357	0.0336	0.0268	0.0150	0.0130
15	1.000	0.0194	0.0115	0.0132	0.0140	0.0164	0.0228	0.0215	0.0197	0.0149	0.0156
16	1.000	0.0162	0.0144	0.0238	0.0243	0.0328	0.0349	0.0412	0.0377	0.0192	0.0140
17	2.000	0.0281	0.0206	0.0188	0.0181	0.0180	0.0169	0.0138	0.0110	0.0093	0.0075
18	1.000	0.0104	0.0079	0.0099	0.0100	0.0101	0.0087	0.0062	0.0063	0.0104	0.0063
19	1.500	0.0342	0.0222	0.0177	0.0159	0.0154	0.0168	0.0194	0.0235	0.0248	0.0208
20	1.000	0.0250	0.0218	0.0236	0.0204	0.0227	0.0233	0.0338	0.0479	0.0351	0.0208
21	1.000	0.0456	0.0333	0.0474	0.0482	0.0478	0.0512	0.0492	0.0644	0.0525	0.0288
22	1.000	0.0140	0.0102	0.0130	0.0096	0.0106	0.0129	0.0176	0.0215	0.0148	0.0068
23	1.500	0.0635	0.0489	0.0446	0.0489	0.0437	0.0460	0.0452	0.0438	0.0345	0.0199
24	1.000	0.0263	0.0171	0.0162	0.0171	0.0172	0.0179	0.0216	0.0224	0.0166	0.0082
25	1.500	0.1008	0.0948	0.1103	0.1157	0.1099	0.1134	0.0952	0.0571	0.0382	0.0600
26	1.000	0.0508	0.0302	0.0314	0.0330	0.0459	0.0617	0.0570	0.0476	0.0346	0.0200
27	1.000	0.0351	0.0243	0.0200	0.0225	0.0309	0.0280	0.0261	0.0232	0.0219	0.0260
28	1.000	0.0202	0.0185	0.0155	0.0188	0.0195	0.0287	0.0309	0.0258	0.0194	0.0137
29	1.000	0.0412	0.0325	0.0284	0.0210	0.0159	0.0176	0.0173	0.0280	0.0385	0.0307
30	1.000	0.0107	0.0079	0.0069	0.0093	0.0100	0.0117	0.0084	0.0111	0.0090	0.0058
31	1.000	0.0300	0.0226	0.0278	0.0196	0.0116	0.0087	0.0169	0.0274	0.0311	0.0298
32	1.000	0.0099	0.0070	0.0065	0.0073	0.0072	0.0073	0.0068	0.0065	0.0070	0.0058
33	1.000	0.0068	0.0080	0.0065	0.0063	0.0060	0.0057	0.0070	0.0063	0.0076	0.0054
34	1.000	0.0043	0.0027	0.0030	0.0031	0.0036	0.0032	0.0039	0.0037	0.0029	0.0031
35	1.000	0.0241	0.0164	0.0133	0.0131	0.0197	0.0203	0.0289	0.0204	0.0153	0.0088
36	1.000	0.0058	0.0047	0.0049	0.0055	0.0050	0.0049	0.0055	0.0044	0.0053	0.0044
37	1.000	0.0135	0.0077	0.0055	0.0076	0.0087	0.0103	0.0106	0.0071	0.0054	0.0048
38	1.000	0.0076	0.0078	0.0086	0.0078	0.0086	0.0077	0.0083	0.0082	0.0083	0.0075
39	1.000	0.0026	0.0025	0.0026	0.0023	0.0021	0.0024	0.0020	0.0020	0.0021	0.0021
40	1.000	0.0026	0.0018	0.0017	0.0016	0.0019	0.0019	0.0018	0.0020	0.0019	0.0017
41	-	0.0076	0.0046	0.0059	0.0051	0.0062	0.0061	0.0055	0.0057	0.0058	0.0054
42	-	0.0031	0.0020	0.0023	0.0024	0.0022	0.0024	0.0024	0.0022	0.0021	0.0024
43	-	0.0139	0.0099	0.0100	0.0092	0.0098	0.0098	0.0093	0.0096	0.0095	0.0098
44	-	0.0042	0.0032	0.0030	0.0028	0.0031	0.0031	0.0039	0.0029	0.0030	0.0039
45	-	0.0020	0.0016	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0017	0.0015	0.0015	0.0017
46	-	0.0022	0.0015	0.0015	0.0016	0.0016	0.0017	0.0018	0.0016	0.0016	0.0017
47	-	0.0167	0.0106	0.0111	0.0118	0.0110	0.0110	0.0132	0.0106	0.0115	0.0116
48	-	0.0031	0.0021	0.0018	0.0020	0.0024	0.0022	0.0024	0.0023	0.0020	0.0022
49	-	0.0102	0.0073	0.0065	0.0075	0.0076	0.0073	0.0069	0.0069	0.0074	0.0071
50	-	0.0042	0.0035	0.0036	0.0031	0.0031	0.0032	0.0039	0.0036	0.0032	0.0039
THC (%In)	**13.0000**	**0.8044**	**0.5681**	**0.5667**	**0.6094**	**0.6892**	**0.8357**	**0.9506**	**0.9978**	**0.8252**	**0.4134**
PWHC (%In)	**22.0000**	**0.8400**	**0.6825**	**0.7455**	**0.7656**	**0.7695**	**0.8292**	**0.7851**	**0.7052**	**0.5765**	**0.4958**

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio



It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

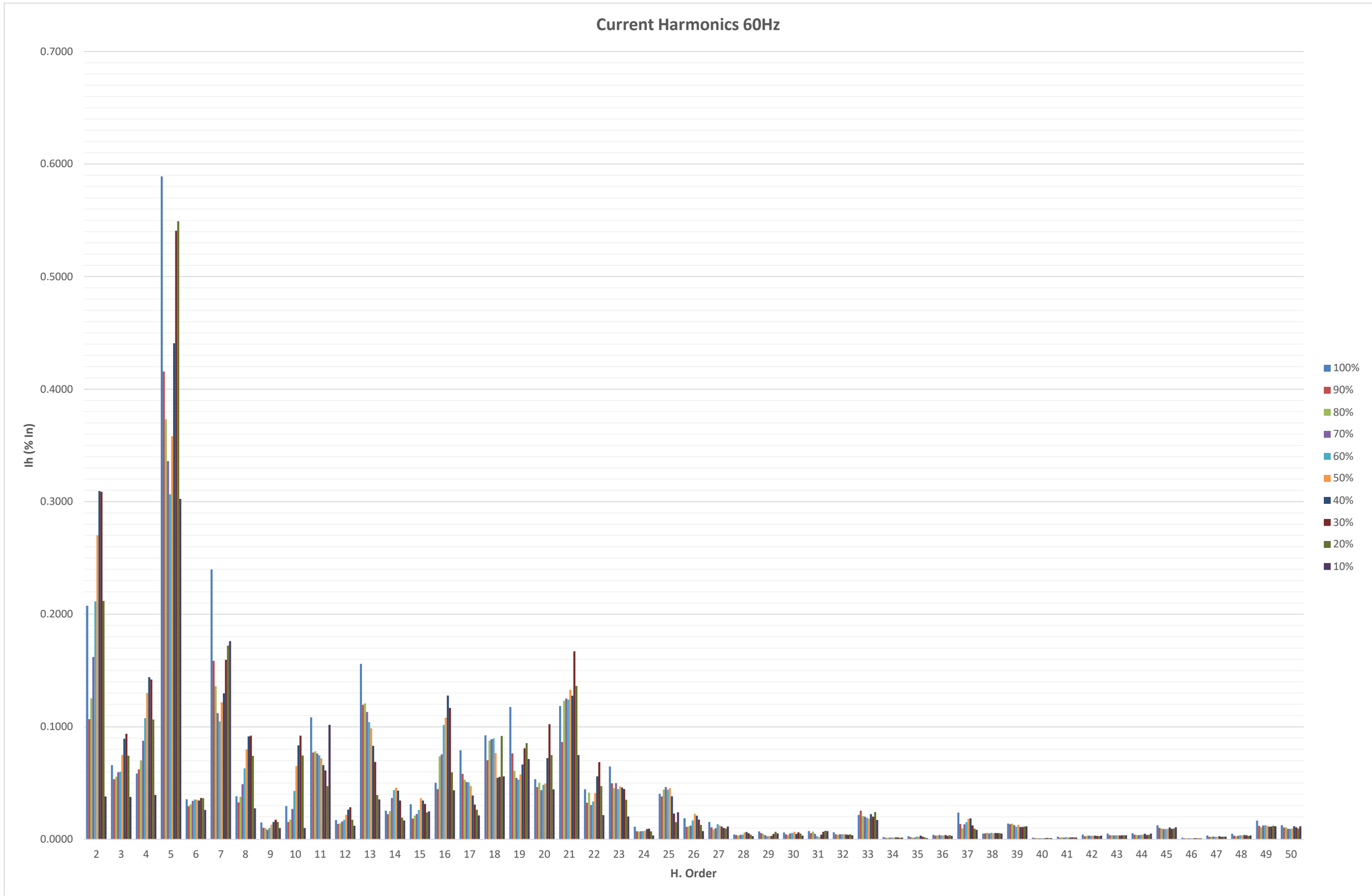
Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

3. CURRENT HARMONICS 60Hz

Nº Harm	LIMIT	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
2	8.000	0.2076	0.1068	0.1253	0.1620	0.2114	0.2702	0.3095	0.3088	0.2118	0.0381
3	5.300	0.0660	0.0534	0.0557	0.0595	0.0601	0.0750	0.0893	0.0938	0.0744	0.0377
4	4.000	0.0584	0.0622	0.0701	0.0876	0.1078	0.1301	0.1440	0.1420	0.1064	0.0393
5	10.700	0.5890	0.4157	0.3732	0.3361	0.3065	0.3581	0.4407	0.5407	0.5492	0.3025
6	2.600	0.0356	0.0295	0.0311	0.0342	0.0354	0.0352	0.0346	0.0367	0.0366	0.0262
7	7.200	0.2398	0.1586	0.1361	0.1122	0.1049	0.1218	0.1297	0.1596	0.1722	0.1762
8	2.000	0.0383	0.0328	0.0379	0.0490	0.0631	0.0800	0.0915	0.0922	0.0742	0.0276
9	1.700	0.0149	0.0102	0.0099	0.0084	0.0102	0.0130	0.0154	0.0174	0.0155	0.0100
10	1.600	0.0297	0.0154	0.0175	0.0269	0.0430	0.0651	0.0836	0.0921	0.0744	0.0099
11	3.100	0.1084	0.0770	0.0782	0.0763	0.0746	0.0720	0.0660	0.0613	0.0473	0.1017
12	1.300	0.0172	0.0138	0.0142	0.0158	0.0173	0.0219	0.0265	0.0285	0.0174	0.0121
13	2.000	0.1560	0.1195	0.1208	0.1132	0.1042	0.0987	0.0831	0.0687	0.0393	0.0355
14	1.000	0.0254	0.0224	0.0252	0.0367	0.0437	0.0459	0.0432	0.0345	0.0193	0.0168
15	1.000	0.0311	0.0184	0.0211	0.0225	0.0262	0.0366	0.0344	0.0315	0.0239	0.0249
16	1.000	0.0502	0.0447	0.0738	0.0754	0.1016	0.1081	0.1278	0.1168	0.0595	0.0435
17	2.000	0.0792	0.0582	0.0531	0.0509	0.0506	0.0475	0.0390	0.0309	0.0263	0.0213
18	1.000	0.0925	0.0703	0.0877	0.0890	0.0896	0.0769	0.0547	0.0556	0.0919	0.0559
19	1.500	0.1176	0.0764	0.0609	0.0546	0.0531	0.0576	0.0665	0.0808	0.0855	0.0714
20	1.000	0.0535	0.0465	0.0504	0.0436	0.0485	0.0497	0.0722	0.1023	0.0749	0.0444
21	1.000	0.1185	0.0864	0.1231	0.1251	0.1241	0.1329	0.1277	0.1671	0.1362	0.0749
22	1.000	0.0445	0.0325	0.0415	0.0304	0.0336	0.0411	0.0559	0.0686	0.0472	0.0215
23	1.500	0.0647	0.0499	0.0455	0.0499	0.0446	0.0469	0.0461	0.0446	0.0352	0.0203
24	1.000	0.0112	0.0073	0.0069	0.0073	0.0073	0.0076	0.0092	0.0095	0.0070	0.0035
25	1.500	0.0404	0.0381	0.0443	0.0464	0.0441	0.0455	0.0382	0.0229	0.0153	0.0241
26	1.000	0.0187	0.0111	0.0116	0.0122	0.0169	0.0227	0.0210	0.0175	0.0127	0.0074
27	1.000	0.0154	0.0106	0.0087	0.0098	0.0135	0.0122	0.0114	0.0102	0.0096	0.0114
28	1.000	0.0043	0.0039	0.0033	0.0040	0.0041	0.0061	0.0065	0.0055	0.0041	0.0029
29	1.000	0.0071	0.0056	0.0049	0.0036	0.0027	0.0030	0.0030	0.0048	0.0066	0.0053
30	1.000	0.0061	0.0045	0.0039	0.0053	0.0056	0.0066	0.0048	0.0063	0.0051	0.0033
31	1.000	0.0073	0.0055	0.0068	0.0048	0.0029	0.0021	0.0041	0.0067	0.0076	0.0073
32	1.000	0.0062	0.0044	0.0041	0.0045	0.0045	0.0046	0.0043	0.0041	0.0044	0.0036
33	1.000	0.0217	0.0254	0.0207	0.0202	0.0191	0.0183	0.0225	0.0202	0.0243	0.0173
34	1.000	0.0020	0.0013	0.0014	0.0015	0.0017	0.0015	0.0018	0.0017	0.0014	0.0015
35	1.000	0.0028	0.0019	0.0015	0.0015	0.0023	0.0023	0.0033	0.0024	0.0018	0.0010
36	1.000	0.0041	0.0033	0.0034	0.0038	0.0035	0.0034	0.0038	0.0031	0.0037	0.0031
37	1.000	0.0238	0.0136	0.0097	0.0133	0.0154	0.0182	0.0187	0.0124	0.0094	0.0085
38	1.000	0.0052	0.0053	0.0058	0.0053	0.0058	0.0052	0.0057	0.0056	0.0056	0.0051
39	1.000	0.0140	0.0135	0.0140	0.0126	0.0113	0.0129	0.0110	0.0109	0.0114	0.0115
40	1.000	0.0016	0.0011	0.0010	0.0009	0.0011	0.0011	0.0011	0.0012	0.0011	0.0010
41	-	0.0023	0.0014	0.0018	0.0015	0.0019	0.0018	0.0017	0.0017	0.0018	0.0016
42	-	0.0042	0.0028	0.0032	0.0033	0.0031	0.0033	0.0033	0.0030	0.0029	0.0033
43	-	0.0052	0.0037	0.0037	0.0034	0.0036	0.0037	0.0034	0.0036	0.0035	0.0037
44	-	0.0054	0.0042	0.0039	0.0037	0.0041	0.0040	0.0050	0.0038	0.0039	0.0051
45	-	0.0126	0.0102	0.0096	0.0092	0.0092	0.0093	0.0105	0.0093	0.0096	0.0106
46	-	0.0013	0.0009	0.0009	0.0010	0.0010	0.0010	0.0011	0.0009	0.0010	0.0010
47	-	0.0034	0.0022	0.0023	0.0024	0.0023	0.0023	0.0027	0.0022	0.0024	0.0024
48	-	0.0050	0.0033	0.0028	0.0032	0.0038	0.0034	0.0038	0.0036	0.0031	0.0035
49	-	0.0167	0.0119	0.0106	0.0123	0.0124	0.0119	0.0113	0.0114	0.0121	0.0116
50	-	0.0125	0.0105	0.0106	0.0093	0.0093	0.0096	0.0116	0.0106	0.0096	0.0116
THC (%In)	**13.0000**	**0.7451**	**0.5215**	**0.5006**	**0.4812**	**0.4892**	**0.5662**	**0.6501**	**0.7371**	**0.6781**	**0.4022**
PWHC (%In)	**22.0000**	**1.0912**	**0.8164**	**0.9490**	**0.9474**	**0.9887**	**1.0287**	**1.0614**	**1.2029**	**1.0005**	**0.6507**

It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio



It is forbidden to copy, reproduce, distribute, publish, download, visualise, send either by e-mail or normal mail, transmit, register, duplicate, photocopy or reproduce in any form whatsoever the content without the prior written authorisation of Power Electronics España S.A or the relevant owner.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

POWER ELECTRONICS®

Power Electronics España S.L.
Polígono Pla de Carrases B.
CV-35 Salida 30, 46160,
Liria- Valencia

Scope: Auxiliary consumption Power Electronics inverters

The following document shows the auxiliary consumption of the Power Electronics Freesun and Freemaq inverters, including the HEMK, HEM, PCSK and PCSM series.

Auxiliary consumption for HEMK – HEM – PCSK – PCSM

The following tables show the consumption of the Freesun HEMK / HEM inverters and Freemaq PCSK / PCSM inverters as a function of the load. These consumptions include all electronics and ventilation.

	HEMK – PCSK		
	Pref	P (kW)	Q (kVAr)
Electronics only (ventilation OFF)	0%	0.4	0.0
Ventilation ON	0%	3.1	-0.3
1 mod	5%	4.7	-0.2
1 mod	15%	4.7	-0.2
1 mod	25%	4.7	-0.2
2 mod	50%	6.4	-0.2
3 mod	75%	8.1	-0.2
4 mod	100%	9.6	-0.3

Table 1. Auxiliary consumption HEMK and PCSK

	HEM – PCSM		
	Pref	P (kW)	Q (kVAr)
Electronics only (ventilation OFF)	-	0.4	0.0
Ventilation ON	0%	10.6	-0.2
1 mod	5%	11.5	-1.7
1 mod	15%	11.5	-1.7
1 mod	25%	11.5	-1.7
2 mod	50%	13.1	-1.6
3 mod	75%	14.9	-1.5
4 mod	100%	16.5	-0.6

Table 2. Auxiliary consumption HEM and PCSM

Product and Applications Department



Valencia, 24th of January 2022

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Power Electronics España S.L.

Polígono Pla de Carrases B

CV-35 Salida 30, 46160

Liria - Valencia

Scope: Short-circuit current contribution of Freesun HEMK and Freemaq PCSK and MULTI PCSK GEN3 inverters

The aim of this letter is to show the short-circuit current contribution (peak and rms) of the third generation of Freesun HEMK and Freemaq PCSK and MULTI PCSK inverters.

The peak short-circuit current has been considered as the overcurrent protection threshold of the power stage. The current contribution of the LC filter discharge (high frequency current) is not considered.

The following table shows the maximum short-circuit current values:

Inverter Frame	Ik"	Ik	ip	Peak Duration
Frame 4	3674 A	3674 A	7200 A	<5 ms
Frame 3	2756 A	2756 A	5400 A	<5 ms
Frame 2	1837 A	1837 A	3600 A	<5 ms

Table 1 Short-circuit current

Where:

- Ik" is the initial symmetrical short-circuit current (rms).
- Ik is the steady-state short-circuit current (rms).
- ip is the peak short-circuit current.

The following graph shows the behaviour of the inverter in the event of an AC fault.

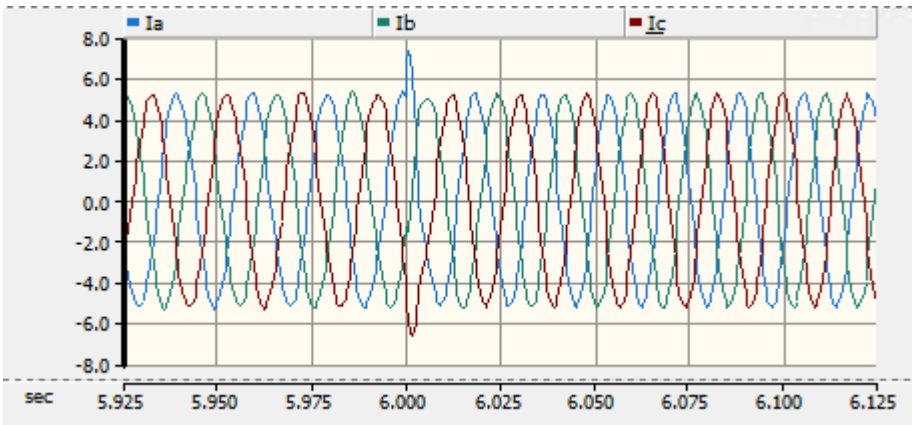


Figure 1 Short circuit contribution at LV

The following table shows the impedance, reactance and short-circuit current of the HEMK, PCSK and MPCSK inverter:

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

i. Saturated & Unsaturated Subtransient Reactance X'' (Instantaneous Fault Current Period):	0,108	Ω
	1	pu
ii. Saturated & Unsaturated Transient Reactance X' (First 2-3 cycles of the Fault):	0,108	Ω
	1	pu
iii. Saturated & Unsaturated Synchronous Reactance X (After 4 cycles of the fault):	0,108	Ω
	1	pu
iv. Saturated & Unsaturated Positive Sequence Resistance:	0,0023	pu
v. Saturated & Unsaturated Negative Sequence Impedance (R & X):	1	pu
vi. Saturated & Unsaturated Zero Sequence Impedance (R & X):	>9999i	pu
vii. MVA Base and kV Base that the inverter's impedance data provided above is based on:	4390	kVA
viii. Grounding Impedance of the inverter (R & X) on a 100 MVA Base:	>9999i	pu
ix. Instantaneous Controlled Fault Current Magnitude in p.u. (Multiple of full Load current):	3674	A
	1	pu
x. Controlled Fault Current Magnitude At 2 to 3 cycles after fault in p.u. (Multiple of full Load current):	3674	A
	1	pu
xi. Controlled Fault Current Magnitude At 4 plus cycles after fault in p.u. (Multiple of full Load current):	3674	A
	1	pu

Figure 2 Impedance, reactance and short-circuit current

Product and Applications Department

Valencia, 20th December 2022

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Distributie Energie Oltenia
2024.03.01 14:57:43 EET
Craiova
Autentificarea si Autorizarea documentelor electronice si iesirilor press.

Dist: 7190
Client: OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION S.R.L.
Localitatea: VOLUNTARI
Strada: EMIL RACOVITA, **nr.** 26, **scara** B, **apart.** 22
Judet: Ilfov, **cod postal** 077190

Distributie Energie Oltenia S.A.
<<societate administrata in sistem dualist>>
COER CRAIOVA
Nr. 060060974759/ 01.03.2024

Prezentul aviz are anexate 001
planuri de situatie vizate de COER CRAIOVA

Stimate client,

Referitor la cererea aviz amplasament , inregistrata cu nr. 060060974759 /20.02.2024 pentru :
Obiectivul : CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE
situat in localitatea : ISALNITA, str. ISALNITA, nr.: T7/P192, bl. , sc. , et. , ap. , jud. Dolj, cod postal 207340.

In urma analizarii **documentatiei / analizei de risc/ studiului de solutie** privind eliberarea amplasamentului (avizat in CTE a Distributie Energie Oltenia S.A cu aviz nr. /) Distributie Energie Oltenia S.A prin Centrul Operational Extindere Retea COER Craiova este **de acord** cu realizarea obiectivului pe amplasamentul propus si se emite :

AVIZ DE AMPLASAMENT FAVORABIL
nr. 2600065622 / 01.03.2024

Cu urmatoarele precizari :
1. In zona **exista** retea electrica de distributie de medie / joasa tensiune monofazata / trifazata.
2. Reteaua electrica de distributie din zona se afla la 18,5 m fata de obiectivul pentru care s-a solicitat aviz de amplasament.
3. Reteaua electrica de distributie din zona este de tip: retea aeriana/subterana mt/jt/IT: LEA 110 KV ISALNITA - CCH1, LEA 110 KV ISALNITA - CCH1 si LEA 20kV si la aproximativ 12ml LEA 20KV CRAIOVITA - BREASTA , post trafo IT/mt/jt: , conductor/cablu jt: .
4. Instalatiile electrice ale Distributie Energie Oltenia S.A existente in zona se afla amplasate fata de obiectivul pentru care s-a solicitat aviz de amplasament la distante minime impuse de normativele in vigoare si anume:
fata de reteaua de IT : 18,5 m;
fata de reteaua de mt : 12,0 m;
fata de reteaua de jt : 1,0 m;
fata de postul trafo : 20,0 m.
Pentru zonele fara retele electrice de distributie, in vederea emiterii autorizatiei de construire, se vor avea in vedere prevederilor din HGR nr. 525 /1996, republicata in 2002, cu completarile ulterioare pentru aprobarea ,,Regulamentului General de Urbanism", iar pentru realizarea/extinderea retelelor electrice se vor avea in vedere prevederile Ordinului ANRE nr.59/2013 pentru aprobarea „Regulamentului pentru racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public" si Legea energiei nr.123/2012 .
Conform Anexei 2 din ordinul ANRE nr.59/2013 cu completarile ulterioare si art.51 din Legea energiei nr.123/2012 in zonele in care nu exista retea electrica de interes public autoritatile publice locale sau centrale vor colabora cu operatorul de distributie pentru extinderea retelelor de distributie ori electrificarea localitatilor.
In conformitate cu prevederile Art 49 din Legii energiei nr.123/2012, este interzis persoanelor fizice sau juridice:

Nota: prezentul formular este valabil si pentru situatia actualizarii avizului de amplasament, dupa elaborarea studiului de solutie privind eliberarea amplasamentului si paragrafele scrise in format italic sunt parte ale acestui aviz.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

a) să efectueze construcții de orice fel în zona de siguranță a rețelelor electrice de distribuție, altele decat cele prevazute in avizul de amplasament al operatorului de distribuție;
b) să efectueze săpaturi de orice fel sau să înființeze plantații în zona de siguranță a rețelelor electrice de distribuție, fără acordul operatorului de distribuție;
c) să depoziteze materiale pe culoarul de trecere şi în zonele de protecție şi de siguranță ale instalațiilor, fără acordul operatorului de distribuție;
d) să arunce obiecte de orice fel pe rețelele electrice de distribuție sau să intervină în oricare alt mod asupra acestora;
e) să deterioreze construcțiile, îngrădirile sau inscripțiile de identificare şi avertizare aferente rețelelor electrice de distribuție;
f) să limiteze sau să îngrădească prin execuția de împrejmuire, prin construcții sau prin orice alt mod accesul la instalații al operatorului de distribuție.

5. Executia lucrarilor pentru **eliberarea amplasamentului** se va face de catre operatorul de retea prin contractarea acestor lucrari cu un constructor atestat ANRE, numai dupa intocmirea si avizarea in CTE a Distributie Energie Oltenia S.A, a PT+CS, de catre un proiectant atestat.

6. Instalatiile de distributie administrate de Distributie Energie Oltenia S.A au fost trasate orientativ pe planul de situatie anexat (2 exemplare), vizat spre neschimbare.

Culoarul de siguranta al instalatiilor aflate in apropierea obiectivului, sunt in conformitate cu Ordinul ANRE nr. 239/2019 actualizat cu Ord.225/2020.

Noile trasee ale instalatiilor electrice care se reamplaseaza sunt cele de pe planurile studiului avizat in comisia CTE a Distributie Energie Oltenia S.A si care a fost mentionat mai sus.

7. Executarea lucrarilor in apropierea instalatiilor electrice se va face cu respectarea stricta a conditiilor din prezentul aviz de amplasament , a normelor tehnice si de protectia muncii specifice. **Sapaturile din zona traseelor de cabluri, fundatii de stalpi se vor face numai manual, cu asistenta tehnica din partea Centrului Operational Exploatare CE MTJT Craiova Exterior al Distributie Energie Oltenia S.A., telefon 0251408006.**

8. In conformitate cu Legea energiei nr.123/2012, art.92 punct (1) deteriorarea, modificarea fara drept sau blocarea funcționării echipamentului de măsura a energiei electrice livrate ori modificarea fara drept a componentelor instalatiilor energetice constituie **infractiune** si se pedepseste cu inchisoarea de la 3 luni la 2 ani sau cu amenda. In acelasi timp, conform art 93, pct (1), alin 29, din Legea energiei 123/2012, constituie **contraventie** executarea de sapaturi sau lucrari de orice fel in zonele de protectie a instalatiilor fara consimtamantul prealabil al titularilor acestora.

9. Beneficiarul lucrarii, respectiv executantul, sunt raspunzatori si vor suporta consecintele, financiare sau de alta natura, ale eventualelor deteriorari ale instalatiilor si/sau prejudicii aduse utilizatorilor acestora ca urmare a nerespectarii regulilor mentionate.

10. Avizul de amplasament **nu constituie aviz tehnic de racordare**. Pentru obtinerea acestuia, in vederea racordarii la reteaua electrica de distributie a obiectivului sau a unui spor de putere pentru acesta se va proceda conform Ordinului ANRE nr.59/2013 cu completarile ulterioare.

Avand in vedere situatia retelelor electrice din zona, pentru racordarea la RED a viitorului loc de consum sunt necesare urmatoarele lucrari in amonte de punctul de racordare, pentru crearea conditiilor de realizare a acestora:

Lucrari de intarire a retelelor constand in : ———;

Lucrari de extindere a retelelor constand in : .

Etapele procesului de racordare in conformitate cu Ordinului ANRE nr.59/2013 cu completarile ulterioare sunt :

a) etapa de documentare si informare a viitorului utilizator;
b) depunerea cererii de racordare si a documentatiei aferente pentru obtinerea avizului tehnic de racordare;
c) emiterea avizului tehnic de racordare, ca oferta de racordare de catre operatorul de retea;
d) incheierea contractului de racordare intre operatorul de retea si utilizator;
e) incheierea contractului de executie intre operatorul de retea si executant si realizarea instalatiei de racordare la reteaua electrica, punerea in functiune a instalatiei de racordare;
f) emiterea certificatului de racordare;
g) punerea sub tensiune a instalatiei de utilizare.

Tarifele de emitere ale avizelor tehnice de racordare sunt cele stabilite prin Ordinul ANRE nr. 114/2014 privind “Aprobarea tarifelor de emitere a avizelor de amplasament, a avizelor tehnice de racordare si a certificatelor de racordare, practicate de operatorii de distributie”, iar tarifele de racordare sunt cele stabilite prin Ordinul ANRE nr.141/2014 pentru aprobarea tarifelor si indicilor specifici utilizati la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de medie si joasa tensiune sau calculate pe baza de deviz.

Pentru detalii solicitantul se va adresa celui mai apropiat Centru Operational Extinderea Retelei al Distributie Energie Oltenia S.A.

11. Avizul de amplasament este valabil de la data emiterii si pana la 16.02.2025, data la care expira Certificatul de Urbanism in baza caruia a fost emis.

12. Prelungirea termenului de valabilitate a avizului de amplasament se poate face, gratuit, la cererea adresata de titular cu cel putin 15 zile inaintea expirarii acestuia, in conditiile in care anterior a fost prelungit termenul de

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

valabilitate a Certificatului de Urbanism in baza caruia a fost emis, iar restul conditiilor nu s-au modificat fata de momentul emiterii avizului.

13. Daca in intervalul mentionat la pct.11 solicitantul obține autorizația de construire pentru obiectivul respectiv, valabilitatea avizului de amplasament se extinde pe durata valabilității autorizației de construire/desființare, inclusiv pe durata de execuție a lucrărilor înscrisă în autorizație.

14. Prezentul aviz de amplasament este valabil numai pentru amplasamentul obiectivului conform plan de situatie Proiect nr / , vizat de Distributie Energie Oltenia S.A prin COARED CRAIOVA si a Certificatului de urbanism nr. 17 /16.02.2024 sau a planului anexat , parte integranta a studiului avizat mentionat mai sus.

15. In zona **nu exista** instalatii electrice care apartin altor operatori de distributie/transport a energiei electrice si **nu este** necesar sa va adresati detinatorilor acestor instalatii in vederea obtineri avizelor de amplasament .

16. Avizul de amplasament favorabil îşi încetează valabilitatea in urmatoarele situatii:

- expira termenul de valabilitate;
- se modifica datele obiectivului (caracteristici tehnice,suprafata ocupata,inaltime etc) care au stat la baza emiterii avizului;
- daca solicitantul nu isi indeplineste obligatiile asumate prin contractul de eliberare amplasament/ realizare conditii de coexistenta.

17. Alte precizari in functie de specificul obiectivului si amplasamentului respectiv :

"Dezvoltarea retelelor electrice de distributie pt. electrificarea localitatilor sau pt. extinderea retelelor de distributie se finanteaza de operatorul de distributie concesionar si de autoritatile administratiei publice locale sau centrale,in conformitate cu prevederile art.51 din Legea energiei electrice si a gazelor naturale nr.123/2012."Se vor respecta prevederile Ordinului AUTORITATII NATIONALE DE REGLEMENTARE IN DOMENIUL ENERGIEI nr.225/2020 ORDIN pentru modificarea si completarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protectie si de siguranta aferente capacitatilor energetice, aprobate prin Ordinul Presedintelui Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei nr. 239/2019. Se va asigura culoarul de protectie pe raza de 18,5 m (stanga- dreapta) fata de LEA 110 kV si 12m (stanga-dreapta) fata de LEA 20 kV pe terenul destinat pentru constructia capacitatii de stocare a energiei electrice.

Se interzice realizarea viitoarelor constructii in zonele de protectie si siguranta ale capacitatilor energetice trasate orientativ pe planul de situatie, precizate in Ordinul Autoritatii Nationale de Reglementare in domeniul Energiei nr.239/2019 cu alte modificari si completari ulterioare. Se interzice ingradirea accesului la capacitatile energetice prin executia de imprejmuiri, constructii, sau depozitarea pe intreg traseul acestora. In cazul in care se doreste concesionarea de teren sau construirea pe proprietati private se impune eliberarea amplasamentului prin devierea instalatiilor electrice, costurile fiind suportate de cel care genereaza modificarea instalatiei.

Operator

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

Sef centru Zonal
C.O. ACCES RED DOLJ
CLAUDIU-GEORGE ZAMFIRACHE



Nota: prezentul formular este valabil si pentru situatia actualizarii avizului de amplasament, dupa elaborarea studiului de solutie privind eliberarea amplasamentului si paragrafele scrise in format italic sunt parte ale acestui aviz.

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
Sucursala Teritorială de Transport Craiova
Str. Brestei nr. 5, Craiova, C.P. 200581;
Număr de înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000
Cod Unic de înregistrare 13328043; Telefon +4025 130 71 00, Fax +4025 130 71 09
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei
www.transelectrica.ro

Serviciul Tehnic STT Craiova

Nr. 2721 / 25.03.2024

Către:
SC OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL
Voluntari, str. Emil Racoviță, nr. 26, camera 3, scara B, etaj 2, ap. 22, jud. Ilfov.

Referitor: Aviz amplasament C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA - S.T.T. Craiova pentru: **"Construire capacitate stocare energie electrică, compusă din instalații de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, rețele interioare de transport energie electrică, împrejmuire și posturi de transfotmare".**

Anexat vă transmitem avizul de amplasament favorabil nr. 5/2024 emis de C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA - S.T.T. Craiova pentru: **"Construire capacitate stocare energie electrică, compusă din instalații de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, rețele interioare de transport energie electrică, împrejmuire și posturi de transfotmare",** Ișalnița, jud. Dolj, T 7, P 192, CF 30742.

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica" S.A.
reprezentată statutar prin

Ștefăniță MUNTEANU
Președinte al Directoratului
prin
Nichi Silviu MOTOI
Director STT Craiova
cf. PG nr. 51024/26.10.2023

Florin Cristian TĂTARU
Membru al Directoratului
prin
Gheorghe ALIOANI
Director Tehnic STT Craiova
cf. PG nr. 50897/26.10.2023

Semnătură conjunctă în aplicarea art. 26 din Actul constitutiv

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. Sucursala Teritorială de Transport Craiova

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
Sucursala Teritorială de Transport Craiova
Str. Brestei nr. 5, Craiova, C.P. 200581,
Număr de înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de Înregistrare 13328043; Telefon +4025 130 71 00, Fax +4025 130 71 06
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei
www.transelectrica.ro

STT Craiova- Serviciul Tehnic

Nr. 2721 / 05.03.2024

APROBAT :
Director S.T.T. Craiova
Nichi Silviu MOTOI

Către:
SC OLTENIA TECH INVESTMENT SOLUTION SRL

Referitor la cererea pentru emiterea avizului de amplasament, înregistrată cu nr. 2417/28.02.2024,

pentru obiectivul: **"Construire capacitate stocare energie electrică, compusă din instalații de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, rețele interioare de transport energie electrică, împrejmuire și posturi de transfotmare",**

de la adresa: Ișalnița, jud. Dolj, T 7, P 192, CF 30742,

în urma:

- analizării documentaţiei primite,
- verificării îndeplinirii condițiilor de coexistență a obiectivului cu rețelele electrice din gestiunea C.N.T.E.E. "Transelectrica" SA,

suntem de acord cu realizarea obiectivului pe amplasamentul propus și se emite:

AVIZ DE AMPLASAMENT FAVORABIL NR. 5 /04.03. 2024

cu următoarele precizări :

1. Obiectivul nu este amplasat la distanţe mai mici faţă de instalaţiile C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. STT Craiova decât cele impuse de normele tehnice aplicabile în vigoare şi sunt îndeplinite toate condiţiile de siguranță prevăzute de acestea.

Terenul în suprafață de 23.800 mp unde se va realiza capacitatea de stocare energie electrică se află la o distanță de aprox. 140 m de LEA 220kV Ișalnița- Craiova Nord c2 .

Construcțiile ce se vor realiza pe teren vor respecta "Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităţilor energetice" aprobată prin Ordinul ANRE 239/2019, cu modificările şi completările ulterioare.

Liniile electrice aeriene 220kV sunt destinate transportului energiei electrice, se află în patrimoniul public al statului și sunt concesionate CNTEE „Transelectrica" S.A. – STT

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Craiova și este obligatoriu sa fie respectate prevederile/condițiile tehnice din fișa de coexistenţă (anexă la prezentul avizul de amplasament).

Înainte de începerea lucrărilor, beneficiarul va anunța CNTEE Transelectrica - STT Craiova pentru identificarea rețelelor la telefoanele: 0251/307169, 0251/307193, în scris pe adresa: localitatea Craiova, strada Brestei nr.5, adresă de e-mail: costel.pitaroiu@transelectrica.ro.

2. Avizul de Amplasament Favorabil s-a emis în baza următoarelor documente:
   - Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare;
   - "Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea", aprobată prin Ordin ANRE nr. 25/2016 , cu modificările şi completările ulterioare;
   - "Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice" aprobată prin Ordinul ANRE 239/2019, cu modificările şi completările ulterioare
   - NTE 007/08/00, Normativ pentru proiectarea si executarea retelelor de cabluri electrice) aprobat de presedintele ANRE cu Ordinul nr.30/20.03.2000;
3. Prezentul Aviz este valabil numai pentru amplasamentul obiectivului, conform datelor tehnice care au stat la baza emiterii avizului: certificatul de urbanism nr. 17/16.02.2024, eliberat de Primăria Comunei Işalniţa , Plan de încadrare/amplasare în zonă, Plan de situaţie, coordonate STEREO 1970 întocmite de SC SMART GREEN DESIGN SRL.
4. Prezentul Aviz de Amplasament Favorabil este valabil până la data de 16.02.2025 (data expirare CU).
5. Prezentul Aviz de Amplasament Favorabil îşi încetează valabilitatea în următoarele situaţii:
   a)expiră termenul de valabilitate;
   b)în cazul nerespectării planului de amplasament al obiectivului, anexat.
6. Instalaţiile de transport aparţinând C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A – Sucursala Teritorială de Transport Craiova, au fost trasate orientativ pe planurile anexate.
7. În zonă pot exista instalaţii electrice ce nu aparţin C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. Este necesar să vă adresaţi deţinătorilor acestor instalații (Distribuţie Energie SA, alţi deţinători de instalații, după caz) în vederea obţinerii avizelor de amplasament.
8. Executarea lucrărilor în apropierea instalaţiilor C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A.- STT Craiova se va face cu respectarea strictă a condiţiilor din prezentul Aviz de Amplasament Favorabil, a normelor tehnice şi de securitate şi sănătate a muncii, a mediului şi siguranţa instalaţiilor specifice aplicabile, în vigoare. Beneficiarul lucrării, respectiv executantul, sunt răspunzători şi vor suporta consecinţele, financiare sau de altă natură, ale eventualelor deteriorări ale instalaţiilor şi/sau prejudicii aduse utilizatorilor acestora ca urmare a nerespectării regulilor menţionate.
9. Se vor respecta prevederile legale în vigoare referitoare la dreptul de uz şi servitute asupra terenurilor în perioada executării lucrărilor de mentenanţă / investiţii la instalaţiile C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. conform Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu completările și modificările ulterioare.
10. Este interzisă desfăşurarea de activităţi în zonele de protecţie şi siguranţă care afectează funcţionarea instalaţiilor C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. Astfel conform Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu completările și modificările ulterioare, cap. IV, art. 42 pentru protecția instalațiilor de transport se interzice persoanelor fizice sau juridice, următoarele:

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

a) să efectueze construcţii de orice fel în zona de siguranţă a reţelelor electrice de transport, fără avizul de amplasament al operatorului de transport şi de sistem şi/sau fără respectarea condiţionărilor/limitărilor prevăzute în acesta;
b) să efectueze săpături de orice fel sau să înfiinţeze plantaţii sau vegetaţie forestieră, în zona de siguranţă a reţelelor electrice de transport, fără acordul operatorului de transport şi de sistem;
c) să depoziteze materiale pe culoarele de trecere și în zonele de protecție și de siguranță a instalațiilor, fără acordul operatorului de transport și de sistem;
d) să arunce obiecte de orice fel pe rețelele electrice de transport sau să intervină în orice alt mod asupra acestora;
e) să deterioreze construcțiile, îngrădirile sau inscripțiile de identificare și de avertizare aferente instalațiilor de transport;
f) să limiteze sau să îngrădească, prin execuția de împrejmuire, prin construcții ori prin orice alt mod, accesul la instalații al operatorului de transport și de sistem".

11. C.N.T.E.E. "Transelectrica" S.A. nu este responsabilă pentru nici un tip de accidente sau pagube produse ca urmare a desfăşurării de activităţi / circulaţiei în zona de protecţie şi siguranţă a instalaţiilor C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A. aflate în apropierea amplasamentului avizat, de către solicitantul avizului sau de către persoanele cu care acesta are raporturi contractuale în vederea construirii obiectivului.
12. C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A își rezervă dreptul de a efectua un control permanent, pe parcursul execuției lucrărilor, pentru verificarea condițiilor impuse prin prezentul aviz.
13. Prezentul Aviz de Amplasament Favorabil nu constituie Aviz tehnic de racordare.
14. Prezentul aviz a fost emis în două exemplare, originale și are anexate o fișă de coexistență , planuri de situație și planuri de amplasare în zonă (vizate de emitentul certificatului de urbanism), vizate de C.N.T.E.E. „Transelectrica" S.A.
15. Tariful de emitere a avizului de amplasament a fost stabilit in conformitate cu legislația ANRE aplicabilă, (Ordinele ANRE nr. 63/ 2017 și nr. 114/2014, cu modificările și completările ulterioare) şi cu Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea (aprobată prin Ordin ANRE nr. 25/ 2016, cu modificările și completările ulterioare), art. 10 și s-a achitat conform facturii TEL24T05 nr.23/01.03.2024 și dovezile de plată anexate (dovada plății și confirmarea incasării).

Avizat,
Director Tehnic STT Craiova
Gheorghe ALIOANI

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
Sucursala Teritorială de Transport Craiova
Str. Brestei nr. 5, Craiova, C.P. 200581,
Număr de înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de Înregistrare 13328043; Telefon +4025 130 71 00, Fax +4025 130 71 08
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei
www.transelectrica.ro

STT Craiova- Serviciul Tehnic

Nr. 721/05.03.2024

APROBAT:
Director STT Craiova
Nichi Silviu MOTOI

FIȘĂ DE COEXISTENȚĂ

(Anexă la Avizul de Amplasament nr. 5/2024)

pentru obiectivul: **"Construire capacitate stocare energie electrică, compusă din instalații de stocare a energiei electrice, drumuri de acces, rețele interioare de transport energie electrică, împrejmuire și posturi de transfotmare",**

de la adresa: Ișalnița, jud. Dolj, T 7, P 192, CF 30742,

conform cererii pentru emiterea avizului de amplasament nr. 2417/28.02.2024.

1. Situația existentă

Conform Certificatului de Urbanism nr. 17/16.02.2024, eliberat de Primăria Comunei Ișalnița, terenul se află în extravilanul localității Ișalnița, jud. Dolj .

2. Condiții tehnice

2.1. Coexistența este reglementată conform:

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu completările și modificările ulterioare;
- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, Cod ANRE 51.1.112.0.01.27/08/04;
- Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, aprobată prin Ordin ANRE nr. 25/2016, cu completările și modificările ulterioare.
- Ordinul ANRE 239/2019, cu completările și modificările ulterioare.
- Legea nr. 50/1991 - privind autorizarea executării construcțiilor și unele măsuri pentru realizarea locuințelor, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- NTE 007/08/00, Normativ pentru proiectarea si executarea retelelor de cabluri electrice) aprobat de presedintele ANRE cu Ordinul nr.30/20.03.2000;

2.2. Condiții pentru amplasarea obiectivului:

Terenul în suprafață de 23.800 mp unde se va realiza capacitatea de stocare energie electrică se află la o distanță de aprox. 140 m de LEA 220kV Ișalnița-Craiova Nord c2 .

SR AC ISO 9001 SR AC ISO 14001 SR AC ISO 45001 IQNet

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Construcțiile ce se vor realiza pe teren vor respecta "Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice" aprobată prin Ordinul ANRE 239/2019, cu completările și modificările ulterioare.

Orice daună cauzată instalaţiilor din gestiunea CNTEE TRANSELECTRICA SA din vina beneficiarului sau a altor persoane aflate în raporturi contractuale cu beneficiarul va fi suportată de aceştia.

După aprobarea studiului de solutie, în cazul in care traseul propus pentru realizarea racordării capacității de stocare energie electrică la RED sau RET intersectează instalațiile din gestiunea CNTEE Traselectrica SA, se va obtine un nou aviz de amplasament în care vor fi precizate condițiile de coexistență.

Din punct de vedere al sănătății si securității in muncă, activitățile desfășurate în zona de siguranță a LEA 220kV Işalnița-Craiova Nord c2 pot duce la amorsarea arcului electric la tensiunea de 220kV, în condițiile în care persoanele sau utilajele se apropie de conductoarele active ale liniei la o distanță mai mică de 4m. De asemenea, în vecinătatea stâlpilor metalici ai liniei, există riscul de electrocutare prin tensiune de atingere sau de pas atunci când în zonă se manifestă fenomene meteorologice cu descărcări atmosferice.

Pe perioada realizării lucrărilor, beneficiarul are obligaţia respectării normelor de securitate şi sănătate în muncă în apropierea instalaţiilor proprietate CNTEE Transelectrica, conform cu Legea nr. 319/2006 a securităţii şi sănătăţii în muncă, a Normelor Metodologice de aplicare a prevederilor Legii nr. 319/2006 aprobate prin HG nr. 1425/2006 modificată şi completată de HG 6955/2010 şi a Instrucţiunilor proprii de securitate a muncii pentru instalaţiile electrice în exploatare ale C.N Transelectrica S.A.

Înainte de începerea lucrărilor, beneficiarul va anunța CNTEE Transelectrica - STT Craiova pentru identificarea rețelelor la telefoanele: 0251/307169, 0251/307193, în scris pe adresa: localitatea Craiova, strada Brestei nr.5, adresă de e-mail: costel.pitaroiu@transelectrica.ro.

2.3. Interdicții pentru beneficiarul lucrării:
În conformitate cu art. 42 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru protecţia instalaţiilor de transport, solicitantul are obligația să respecte următoarele interdicții:

a) să efectueze construcţii de orice fel în zona de siguranţă a reţelelor electrice de transport, fără avizul de amplasament al operatorului de transport şi de sistem şi/sau fără respectarea condiţionărilor /limitărilor prevăzute în acesta;
b) să efectueze săpături de orice fel sau să înfiinţeze plantaţii sau vegetaţie forestieră, în zona de siguranţă a reţelelor electrice de transport, fără acordul operatorului de transport şi de sistem;
c) să depoziteze materiale pe culoarele de trecere şi în zonele de protecţie şi de siguranţă a instalaţiilor, fără acordul operatorului de transport şi de sistem;
d) să arunce obiecte de orice fel pe reţelele electrice de transport sau să intervină în orice alt mod asupra acestora;
e) să deterioreze construcţiile, îngrădirile sau inscripţiile de identificare şi de avertizare aferente instalaţiilor de transport;

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

f) să limiteze sau să îngrădească, prin execuţia de împrejmuire, prin construcţii ori prin orice alt mod, accesul la instalaţii al operatorului de transport şi de sistem.

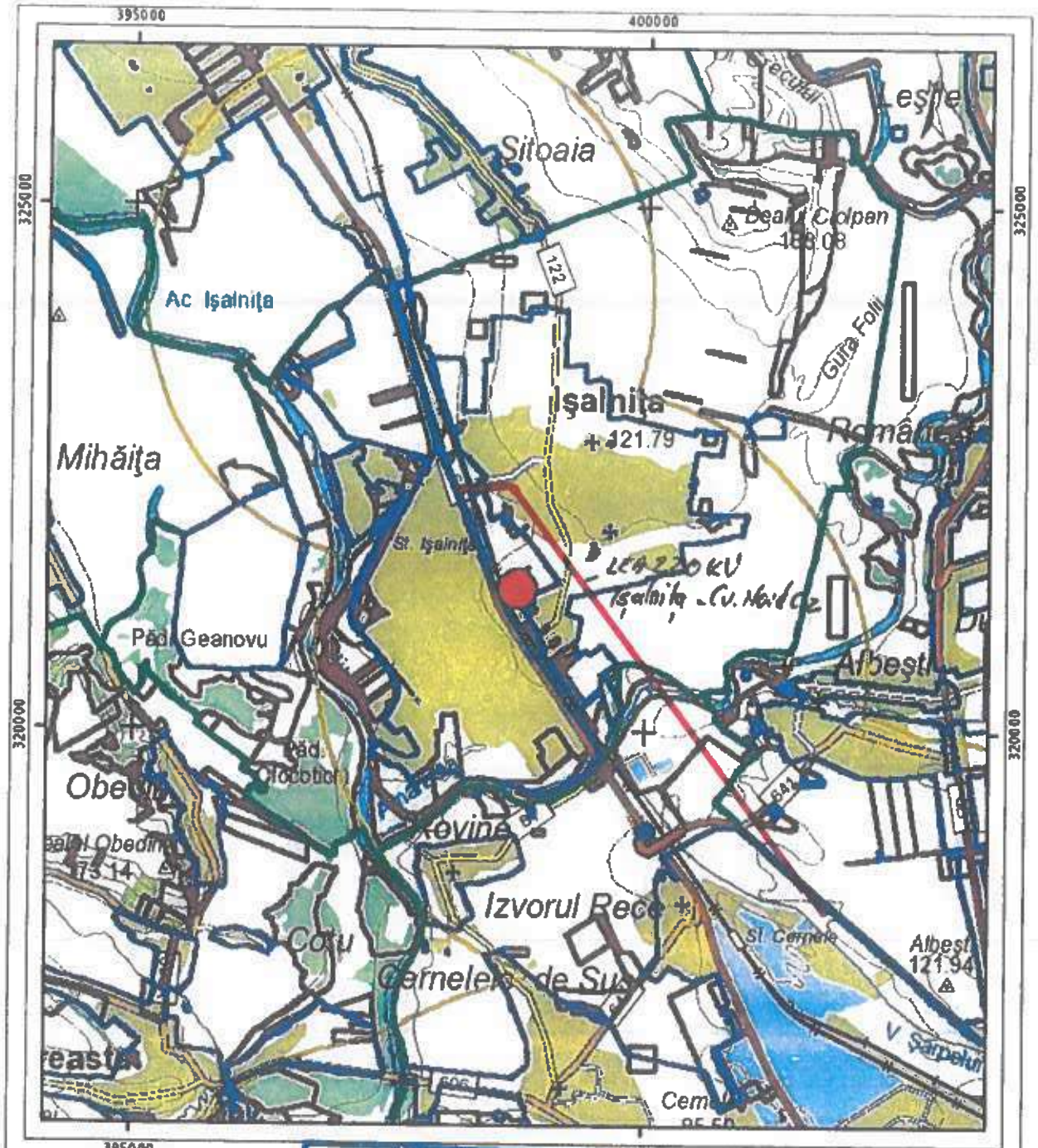
3. Obligaţii ale beneficiarului

Se vor respecta condiţiile din aviz precum şi cele din prezenta fişă de coexistenţă care face parte integrantă din Avizul de Amplasament nr. 5/2023.

Avizat,
Director Tehnic STT Craiova
Gheorghe ALIOANI

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

Plan de ansamblu



CNTEE TRANSELECTRICA SA
SIT Craiova
conform cu original
DIRECTOR TEHNIC
GHEORGHE ALEXANDRU

Sarcini tehnice (intersectii cu limitele legilor speciale)
Legea 17, Art. 3 ☑

Semnat electronic SEF TEHNIC
Costel Tănăsoiu

Ultima actualizare a geometriei: 23-05-2023
Data şi ora generării: 08-02-2024 12:39

Created by Xodo PDF Studio. Learn more at xodo.com/pdf-studio

PLAN DE SITUATIE TOPOGRAFIC
Extravilan
jud. Dolj, Isalnita, CF 30742

Beneficiar:
SC Oltenia Tech Investment Solution SRL
Sediul: oras Voluntari, strada Emil Racovita, Nr. 26, judetul Ilfov

Unitatea administrativ-teritorială: Isalnita
Adresa imobil: Comuna Isalnita
Sat Isalnita, Judetul Dolj
Nr. cadastral al bunului imobil: 30742

LEGENDA TOPO

- Contur proprietate
- Traseu conducta apa
- Stalp electric din beton
- Stalp LEA
- Tronson tehnologic IT 110
- Tronson tehnologic MT
- Camin Vane

LEGENDA

- Limita amplasament pe care se propun construcţii
- Împrejmuire propusa
- Limita zona de protectie CF (20 m din ax)
- Culoar protectie LEA 20 kV - 24 m
- Culoar protectie LEA 110 kV - 37 m
- Culoar protectie conducta de apa
- Drum de incintă

Nota

Zona propusa pentru amplasarea constructiilor si instalatiilor este cea delimitata prin conturul si face parte din suprafata suspusa investitiei aferenta Nr. cad. 30742.

Suprafata studiata 23.600 mp din care suprafata supusa investiei Nr.cad. 30742 = 19.318 mp.

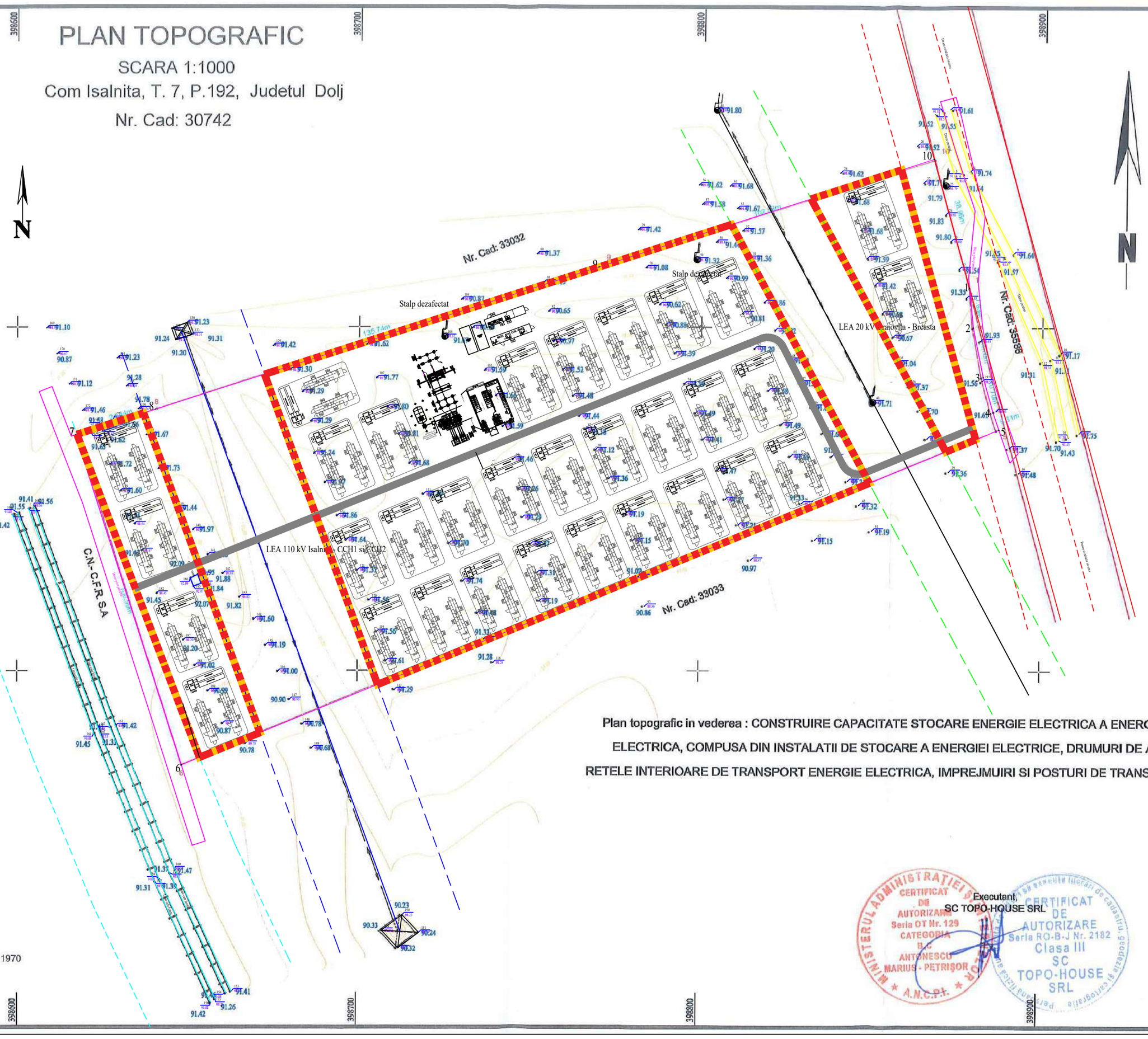
Plan de proiectie stereografic 1970 si sistem de referinta altimetric Marea Neagra 1975

PLAN TOPOGRAFIC

SCARA 1:1000

Com Isalnita, T. 7, P.192, Judetul Dolj

Nr. Cad: 30742



Plan topografic in vederea : CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICA A ENERGIE ELECTRICA, COMPUSA DIN INSTALATII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, RETELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICA, IMPREJMUIRI SI POSTURI DE TRANSFORMARE

Executant,
SC TOPO-HOUSE SRL

MINISTERUL ADMINISTRAȚIEI ȘI INTERNELOR CERTIFICAT DE AUTORIZARE Seria OT Nr. 129 CATEGORIA B ANTONESCU MARIUS - PETRIȘOR A.N.C.P.I.

CERTIFICAT DE AUTORIZARE Seria RO-B-J Nr. 2182 Clasa III SC TOPO-HOUSE SRL

Sistem de proiectie : STEREOGRAFIC 1970
Sisem de cote: Marea Neagra 1975

Coordonate Stereo 70 CF30742

Nr. pct	X(m)	Y(m)
1	398878.202	321411.351
2	398879.282	321399.770
3	398882.141	321385.353
4	398885.000	321375.038
5	398886.705	321370.004
6	398648.469	321272.524
7	398617.677	321368.705
8	398640.952	321376.167
9	398770.214	321417.609
10	398867.899	321448.927

VERIFICATOR/ EXPERT	NUME	SEMNĂTURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR./DATA	
Proiectant general SC **SMART GREEN DESIGN** SRL J**12/592/2019**, CUI **RO40650061** **Telescopului 29-31, etaj 3, Sector 1, Bucuresti** e-mail: **contact@smartgreendesign.com**, tel:0742882602				Beneficiar: SC Oltenia Tech Investment Solution SRL **Amplasament: jud. Dolj, com. Isalnita, CF 30742**	Proiect nr. **615/2024**
SPECIFICAȚIE	NUME	SEMNĂTURA	Scara:	CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRI ȘI POSTURI DE TRANSFORMARE	Faza: Avize DTAC
ȘEF PROIECT	ing. Adrian FRATEAN		**1:1000**		
PROIECTAT	ing. Viorica GALAN				
VERIFICAT	ing. Adrian FRATEAN		Data:	Specialitate: Instalații electrice	Plansa nr: **IE 01**
DESENAT	ing. Viorica GALAN		02.2024	Titlu planșă: Plan de situatie	

Oficiul de Studii Pedologice si Agrochimice
DOLJ Craiova
Str. Nicolae Romanescu, Nr. 39
Tel/Fax: 0251-427846; 0251-428313

Nr.1036din 21.10.2024

STUDIU PEDOLOGIC

privind clasele de calitate ale terenului cu S = 23 600 m.p.
situat în T 7 , P 192 aflat în extravilanul comunei Işalnița
Comuna: Işalnița
Judeţul Dolj

Beneficiar: OLTENIA TECH INVESMENT SOLUTIONS SRL
prin RADU ANDREI CĂTĂLIN

Director,
Dr. Ing. Popa Ion

Întocmit,
Ing. Iordache Liviu

2024

MEMORIU PEDOLOGIC

Prezenta lucrare s-a executat de către O.S.P.A. CRAIOVA în baza comenzii /contractului nr. 999 din 07.10.2024, a domnului Radu Andrei Cătălin cu domiciliul în Voluntari jud. Ilfov.

Obiectivul lucrării l-a constituit solul de pe terenul cu suprafaţa de **23 600 m.p.** din măsurători, din care beneficiarii solicită pentru **scoatere din circuitul agricol** întreaga suprafaţă de **23 60 m.p.** în scopul **„CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICĂ, COMPUSĂ DIN INSTALAȚII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, REȚELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICĂ, ÎMPREJMUIRE ŞI POSTURI DE TRANSFORMARE", conform CERTIFICAT DE URBANISM nr. 831 din 16.02.2024 emis de Primăria comunei Işalnița.**

Scopul lucrării l-a constituit, stabilirea claselor de calitate ale terenului respectiv, clase necesare calculului taxei procentuale prevăzută de Legea fondului funciar nr.18/1991 reactualizată, datorată scoaterii din circuitul agricol a terenului solicitat pentru realizarea investiţiei.

Terenul luat în studiu este situat în extravilanul comunei Işalnița, Jud. Dolj, este proprietate privată a numitului Neacşu Doru Daniel şi Neacşu Elena, având contract de superficie pe o perioadă de 24 luni.

Terenul beneficiarului, este **teren extravilan,** este amplasat în partea de Sud a comunei **Işalnița** fiind situat în **T 7, Parcela 192, având nr. cadastral 30742, înscris în C.F. cu nr. 30742, are categoria de folosinţă – teren arabil.**

Ca bază topografică s-au folosit:

- un plan topografic. 1:1000, cu elemente de măsurătoare puse la dispoziţie de beneficiar.

Perimetrul studiat este reprezentat de un teren plan între care apar o serie de microdepresiuni .

Din punct de vedere geomorfologic, terenul este situat în extremitatea sudică a Piemontului Getic. Acesta are în general un relief plan, slab ondulat.

Sub aspect geologic, arealul în care este inclus şi terenul care face obiectul acestui studiu, este de vârstă holocenă iar roca parentală este reprezentată de materiale transportate şi redepozitate, constituite din depozite eoliene (loessuri şi depozite loessoide) reprezentate de materiale mijlocii sau mijlocii-fine.

Din punct de vedere hidrografic, arealul din care face parte terenul studiat, aparţine bazinului hidrografic al Jiului.

Nivelul freatic oscilează în jurul adâncimii de 10 - 20 m dar pe zonele depresionare adâncimea se micşorează.

Climatic zona se încadrează în provincia climatică de tip C. f. a. x. (climat temperat continental cu influenţă mediteraneană, cu veri calde, ierni moderate, cu precipitaţii în tot cursul anului dar neuniform repartizate pe luni).

După datele înregistrate de staţia meteorologică Craiova; temperatura medie multianuală este de 10,8° C, precipitaţiile medii multianuale au o valoare de 525 mm, vânturile dominante sunt Crivăţul, care bate din sector estic-nord-estic şi Austrul care bate din sector vestic.

Sub aspectul vegetaţiei naturale, teritoriul face parte din zona pădurilor de Quercinee înlocuite în cea mai mare parte de culturi agricole.

Condiţiile pedoclimatice, prezentate succint, au orientat procesul de solificare către formarea de soluri dominante grupate de regulă în clasa luvisolurilor reprezentate în general de preluvosoluri şi/sau luvosoluri.

Pentru a răspunde scopului propus, în terenul care a făcut obiectul acestui studiu, s-a deschis un profil pedologic din care s-au recoltat probe de sol, probe la care în laboratorul O.S.P.A. Craiova s-au executat analize fizico-chimice ale căror rezultate au completat şi definitivat datele şi observaţiile culese din teren.

Prin profilul de sol deschis în zona studiată s-a identificat un preluvosol roşcat, baticalcaric, format pe materiale transportate şi redepozitate constituite din materiale mijlocii şi fine, cu textură lutoasă/ lutoasă.

Solul se caracterizează prin:

- Ph-ul are o reacţie = slab alcalină;
- un conţinut în humus = foarte mic;
- un conţinut în azot total = foarte mic;
- un conţinut în fosfor mobil = mic;
- un conţinut în potasiu mobil = mic;
- o textură = lutoasă / lutoasă;

Solul prezintă următoarele caractere morfologice:

0 - 22 cm = orizont Ao , de culoare brun cenuşie deschisă, textură lutoasă, slab structurat, slab plastic, umed , rădăcini subţiri rare, trecere treptată.

22 – 47 cm = orizont A/B, culoare brun cenuşie, textură lutoasă, structură poliedric subangulară mică, plastic, slab adeziv, rădăcini foarte subţiri rare, trecere treptată.

47-83 cm = orizont Bt1, culoare brun gălbui roşcat , textură lutoasă, structură poliedric subangulară medie-mică , plastic, foarte slab adeziv,moderat - puternic compact, trecere treptată.

83 - 99 cm = orizont Bt2, culoare gălbui-roşcat deschisă, textură lutoasă, slab structurat, plastic, adeziv, reavăn.

99 - 125 cm = orizont B/C, culoare gălbui deschisă, textură lutoasă, reavăn.

Datele analitice obţinute la probele recoltate sunt următoarele:

Nr.Crt.	NR. PROFIL	Orizont	Adâncime de recoltare (cm)	pH în apă distilată rap. 1:2,5	$CaCO_3$ (%)	Humus (%)	Azot total (N %)	Fosfor mobil (p.p.m)	Potasiu mobil (ppm)	Analiza granulometrică					Interpretare textura
										Nisip grosier (>0,2mm)	Nisip fin (0,2-0,02mm)	Praf I (0,02- 0,01mm)	Praf II (0,01- 0,002mm)	Argila coloidala (< 0,002mm)	
1	1	Ao	0-22	7,32	0,2	1,12	0,056	12,4	115	11,7	48,0	7,0	8,7	24,6	LL
2		A/B	22-47	7,87	0,8	0,88	0,046	7,0	103	10,4	45,7	7,5	9,0	27,4	LL
3		Bt1	47-83	8,33	1,0	0,64	0,032	5,0	100	9,5	42,1	8,0	10,2	30,2	LL
4		Bt2	83-99	7,42	0,4	*	*	*	*	9,0	39,7	8,3	10,5	32,5	LL
5		B/C	99-125	8,26	0,6	*	*	*	*	7,8	38,9	9,0	11,2	33,1	TT

În conformitate cu normele şi instrucţiunile de încadrare a terenurilor în clase de calitate, terenul care a făcut obiectul prezentului studiu, este încadrat ca un teren de **clasa a – III - a cu 46 puncte de bonitare (46 p.b. pentru grâu şi 46 p.b. pentru porumb).**

Principalii factori care au condus la această încadrare au fost: precipitaţiile, adâncimea apei freatice, ph – ul, drenajul imperfect, aprovizionarea slabă şi dezechilibrată în principalele elemente nutritive.

În concluzie, ţinând cont de scopul lucrării, menţionăm că terenul propus pentru scoatere din circuitul agricol, necesar pentru realizarea investiţiei, este un teren de

clasa a – III - a, situaţie în care este posibilă satisfacerea cererii beneficiarului, cu respectarea dispoziţiilor legale în vigoare.

Întocmit,

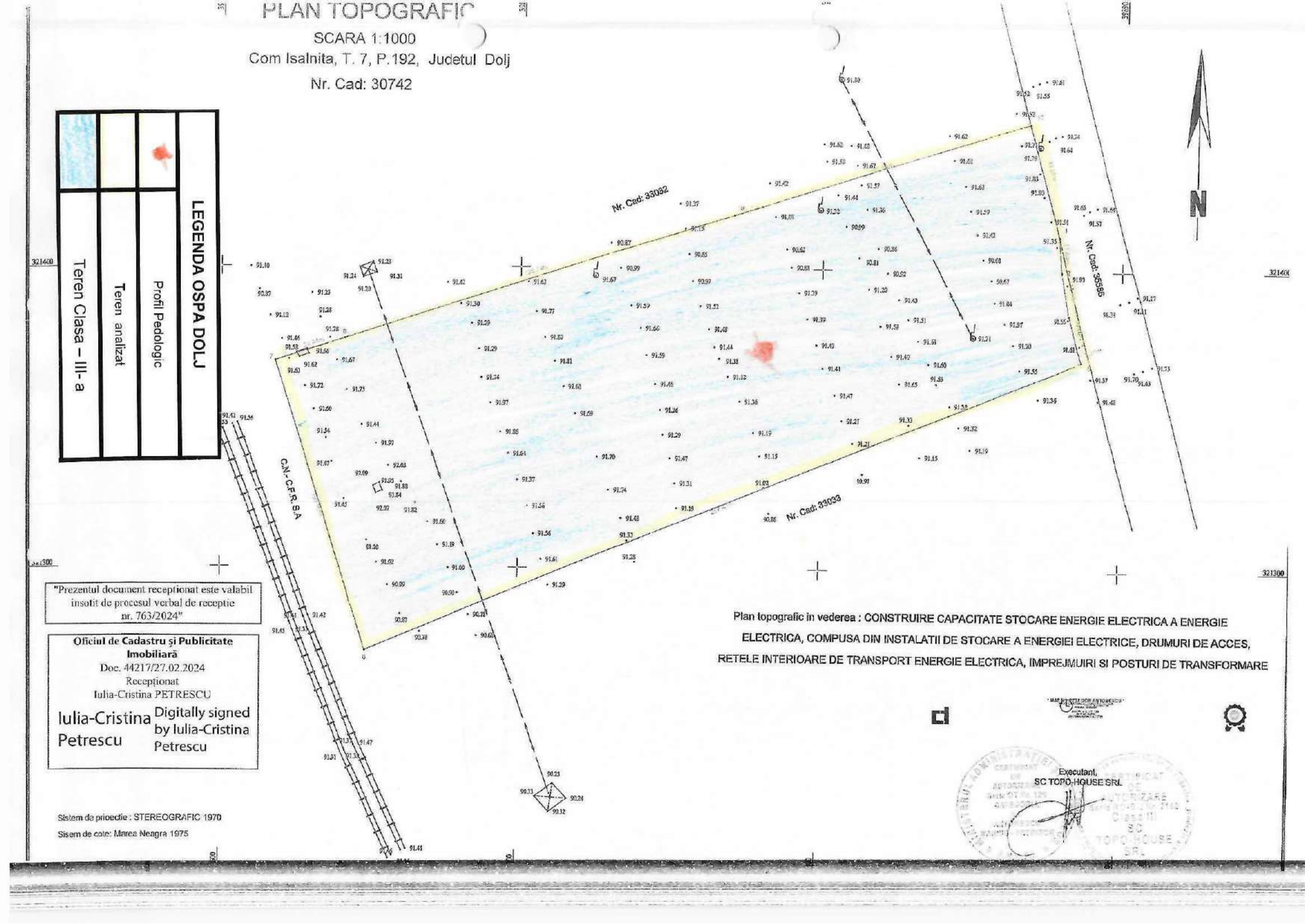
Ing. Iordache Liviu

PLAN TOPOGRAFIC

SCARA 1:1000

Com Isalnita, T. 7, P.192, Judetul Dolj

Nr. Cad: 30742



"Prezentul document receptionat este valabil insotit de procesul verbal de receptie nr. 763/2024"

Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară
Doc. 44217/27.02.2024
Receptionat
Iulia-Cristina PETRESCU

Iulia-Cristina Petrescu
Digitally signed by Iulia-Cristina Petrescu

Sistem de proiectie : STEREOGRAFIC 1970

Sisem de cote: Marea Neagra 1975

Plan topografic in vederea : CONSTRUIRE CAPACITATE STOCARE ENERGIE ELECTRICA A ENERGIE ELECTRICA, COMPUSA DIN INSTALATII DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE, DRUMURI DE ACCES, RETELE INTERIOARE DE TRANSPORT ENERGIE ELECTRICA, IMPREJMUIRI SI POSTURI DE TRANSFORMARE

Executant,
SC TOPO HOUSE SRL

AUTORITATEA NAŢIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

În conformitate cu **Decizia preşedintelui ANRE nr. 1494/ 19-07-2024** se acordă societăţii **HIGH INNOVATIVE MIND ENERGY S.R.L.** cu sediul în municipiul Bucureşti, sectorul 1, Piaţa Montreal, nr. 10, Intrarea D, Spatiu în suprafata de 20 mp din cadrul Biroului 3.13 UNO., Etaj 3, înregistrată în registrul comerţului cu nr. **J40/17673/2022**, având codul unic de înregistrare nr. **46793796,**

ATESTATUL

nr. 22078/ 19-07-2024

de tip B pentru "proiectare şi executare de instalaţii electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcţii civile şi industriale, branşamente aeriene şi subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV".

Condiţii de valabilitate asociate atestatului:

1. Valabilitatea atestatului este condiţionată de vizarea acestuia în condiţiile Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută şi verifică instalaţii electrice, aprobat prin Ordinul preşedintelui Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 134/2021.
2. Titularul atestatului are drepturile şi trebuie să respecte obligaţiile prevăzute în Condiţiile-cadru de valabilitate asociate atestatului, prevăzute în anexele nr. 1 şi nr. 2 la Regulamentul pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută şi verifică instalaţii electrice, aprobat prin Ordinul preşedintelui Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 134/2021, precum şi în orice altă reglementare aplicabilă aprobată de ANRE.
3. Neîndeplinirea şi/sau îndeplinirea necorespunzătoare de către titularul prezentului atestat a obligaţiilor impuse de lege sau de reglementările aprobate de ANRE în desfăşurarea activităţilor ce fac obiectul atestatului nu atrag/ atrage răspunderea penală, civilă, contravenţională, administrativă sau materială a ANRE, iar atestarea operatorilor economici nu conduce la transferul de responsabilităţi de la aceştia către ANRE şi nici nu îi exonerează pe aceştia de obligaţiile ce le revin.

p. PREŞEDINTE,

MIRCEA MAN

Data emiterii: 19-07-2024

Falsificarea acestui document se pedepseşte conform Legilor

Nr. 0009719

Loc ștampilă ANRE Data vizării 19.07.2024	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării .....
Următorul termen de vizare 19.07.2029	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare .....
Loc ștampilă ANRE Data vizării	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării	*Loc ștampilă ANRE* Data vizării .....
Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare .....

AUTORITATEA NAŢIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORIZAȚIA DE ELECTRICIAN Gradul și Tipul: IIA,IIB

NR. 202311980 / 17.11.2023

Nume și prenume: Gherghinciu Alexandru-Gabriel

CNP: 5000505510011

Autorizaţia este valabilă numai împreună cu un act de identitate şi se dovedeşte prin verificarea acesteia în Registrul electronic de evidenţă al Autorităţii Naţionale de Reglementare în domeniul Energiei.

Titularul acestei autorizaţii are competenţa să proiecteze/ execute instalaţii electrice cu orice putere instalată tehnic realizabilă şi la o tensiune nominală mai mică de 1 kV.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligaţiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalaţiilor electrice, respectiv a verificatorilor de proiecte şi a experţilor tehnici de calitate şi extrajudiciari în domeniul instalaţiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al preşedintelui Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Prezentul document conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată cu condiţia vizării periodice a autorizaţiei până la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.

Semnătură autorizată

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI ANRE AUTORIZAT ANRE ROMANIA

Data vizării 17.11.2023 VIZAT	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 17.11.2028	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Falsificarea acestui document se pedepseşte conform Legilor

Nr. 0006740

AUTORITATEA NAŢIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORIZAȚIA DE ELECTRICIAN Gradul și Tipul: IIA,IIB

NR. 202512109 / 22.11.2025

Nume și prenume: Craciun Mihaela

CNP: 6001110340442

Autorizaţia este valabilă numai împreună cu un act de identitate şi se dovedeşte prin verificarea acesteia în Registrul electronic de evidenţă al Autorităţii Naţionale de Reglementare în domeniul Energiei.

Titularul acestei autorizaţii are competenţa să proiecteze/ execute instalaţii electrice cu orice putere instalată tehnic realizabilă şi la o tensiune nominală mai mică de 1 kV.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligaţiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalaţiilor electrice, respectiv a verificatorilor de proiecte şi a experţilor tehnici de calitate şi extrajudiciari în domeniul instalaţiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al preşedintelui Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Prezentul document conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată cu condiţia vizării periodice a autorizaţiei până la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.

Semnătură autorizată

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI ANRE AUTORIZAT ANRE ROMANIA

Data vizării 22.11.2025	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 22.11.2030	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Falsificarea acestui document se pedepseşte conform Legilor

Nr. 0025206