ELABORATOR:

ENINVEST

www.eninvest.eu

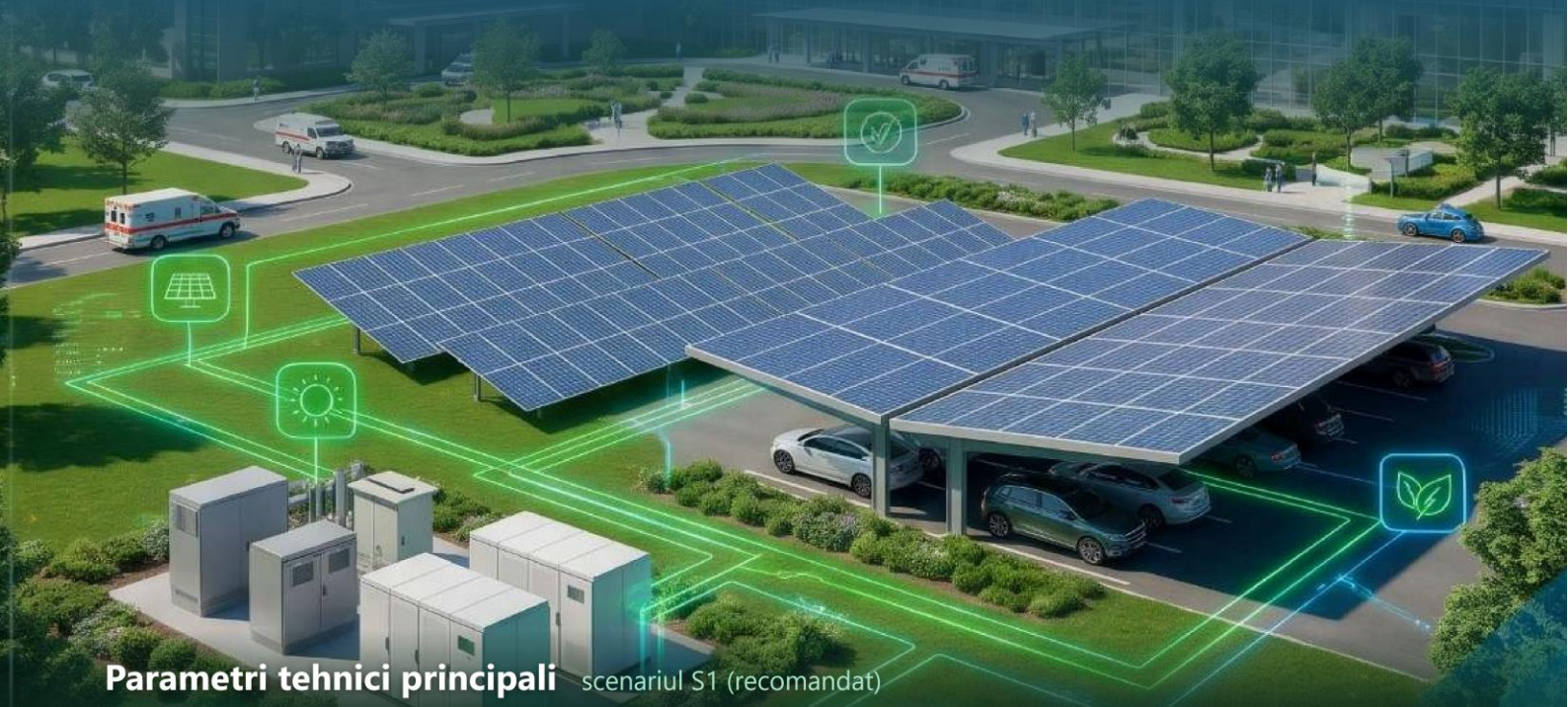
MEMORIU TEHNIC

Sistem fotovoltaic de 399,32 kWp, stocare BESS și pompe de căldură pentru autoconsum

Specialitatea instalații electrice
Faza: studiu de fezabilitate (HG nr. 907/2016)

SPITALUL ORĂȘENESC „REGELE CAROL I" COSTEȘTI

Beneficiar: Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești
Locație: Str. Industriei nr. 19, oraș Costești, județul Argeș
Finanțare: Fondul pentru Modernizare – autoconsum



Parametri tehnici principali scenariul S1 (recomandat)

399,32 kWp
536 module × 745 Wp
(pe sol & carport)

4 × 100 kW
Invertoare trifazate
(400 kW AC)

1.075 kWh
Stocare LFP, 5 × 215 kWh
(în S2: 1.505 kWh)

2 × 60 kW
Pompe de căldură aer-apă
(120 kW)

Proiectant general: ENINVEST HOLDING REALTO S.R.L. · Bacău · CUI RO45987689
Șef de proiect, proiectant instalații electrice: ing. Laurențiu Măgureanu – electrician autorizat ANRE, gradele IVA și IVB

nr. 205/06.11.2026

Cuprins

1. Obiectul și scopul proiectului 7
1.1 Obiectele proiectului 8
1.2 Cerințele beneficiarului 8
1.3 Ce urmărește proiectul 9
1.4 Documentele pe care se sprijină memoriul 9
2. Baza legală și normativă 9
2.1 Legislație primară 9
2.2 Reglementări ANRE 10
2.3 Normative tehnice și reglementări de securitate 11
2.4 Legislație europeană 12
2.5 Standarde 12
3. Datele de intrare și situația existentă 13
3.1 Consumul de energie electrică 13
3.2 Alimentarea cu energie electrică 13
3.3 Alimentarea cu căldură 15
3.4 Amplasamentul 15
3.5 Date climatice și de producție 16
3.6 Instalația electrică existentă 16
3.7 Consecințe pentru proiect 20
4. Concepția soluției și scenariile S1 și S2 21
4.1 Regimurile de funcționare 21
4.2 Alegerea arhitecturii 21
4.3 Scenariile 22
5. Câmpul fotovoltaic: dimensionare și amplasare 22
5.1 Dimensionarea puterii 23
5.2 Modulul fotovoltaic 23
5.3 Configurația stringurilor 24
5.4 Repartizarea pe invertoare 24
5.5 Amplasarea pe sol 24
5.6 Carportul 26
5.7 Producția și pierderile 26
6. Invertoarele, tablourile și rețelele de cabluri 27

6.1 Invertoarele 27
6.2 Tabloul centralei fotovoltaice (TDPV) 27
6.3 Legătura cu tabloul general și cu grupul electrogen 28
6.4 Rețelele de cabluri 28
6.5 Pierderile electrice 29
7. Sistemul de stocare a energiei 29
7.1 Dimensionarea 30
7.2 Componența unei unități 30
7.3 Amplasarea 31
7.4 Strategia de operare 31
7.5 Rezultatele simulării orare 31
7.6 Siguranța 32
8. Pompele de căldură: soluția tehnică și alimentarea electrică 32
8.1 Soluția termică 32
8.2 Puterea electrică absorbită 33
8.3 Tabloul pompelor de căldură (TD-PdC) 33
8.4 Integrarea cu sistemul de management 33
8.5 Montajul 34
9. Sistemul de management al energiei și monitorizarea 34
9.1 Arhitectura 34
9.2 Funcțiile obligatorii 34
9.3 Datele înregistrate 35
9.4 Indicatorii urmăriți 35
9.5 Securitatea informatică 36
10. Racordarea la rețea și măsurarea energiei 36
10.1 Datele pentru cererea de ATR 36
10.2 Etapele racordării 37
10.3 Măsurarea energiei 37
10.4 Regimul energiei livrate în rețea 38
11. Protecții, împământare, paratrăsnet și calitatea energiei 38
11.1 Protecția împotriva șocurilor electrice 38
11.2 Protecții în curent continuu 38
11.3 Protecții în curent alternativ 38

11.4 Protecția de interfață 39
11.5 Priza de pământ 39
11.6 Protecția împotriva trăsnetului 40
11.7 Calitatea energiei 40
11.8 Factorul de putere la punctul de delimitare 40
11.9 Compatibilitatea cu UPS-urile și aparatura medicală 40
12. Schema monofilară de principiu 41
13. Analiza tehnică comparativă S1 / S2 42
13.1 Bilanțul lunar 42
13.2 Comparația energetică 43
13.3 Comparația tehnică 43
13.4 Conformitatea cu ghidul 44
13.5 Analiza multicriterială 44
13.6 Recomandarea 44
14. Conformitatea cu Ghidul FM și cu reglementările ANRE 45
14.1 Ghidul solicitantului FM (versiunea 09.09.2026) 45
14.2 Reglementările ANRE 46
14.3 Caietul de sarcini (pct. 2.6 și 2.7) 47
15. Securitatea la incendiu, SSM, mediu și DNSH 48
15.1 Securitatea la incendiu 48
15.2 Securitatea și sănătatea în muncă 48
15.3 Protecția mediului 49
15.4 Principiul DNSH 49
16. Execuția, probele, punerea în funcțiune și exploatarea 50
16.1 Etapele de execuție 50
16.2 Probe și măsurători 50
16.3 Punerea în funcțiune și recepția 51
16.4 Exploatarea și mentenanța 51
16.5 Durata de viață 52
17. Concluzii 52
17.1 Concluzii tehnice 52
17.2 Datele necesare pentru proiectul tehnic 53
17.3 Recomandarea 53

Anexa 1 – Fișe tehnice: câmpul fotovoltaic și structurile 53
Anexa 2 – Fișe tehnice: invertoare, tablouri, cabluri, protecții.....56
Anexa 3 – Fișe tehnice: stocare, management al energiei, măsurare.....59
Anexa 4 – Fișe tehnice: pompe de căldură și echipamente termice.....63
Anexa 5 – Calcule justificative.....66
Anexa 6 – Semnături și verificare.....73

Foaie de capăt și date generale

Memoriul descrie soluția tehnică pentru o centrală fotovoltaică de 399,32 kWp cu stocare și pompe de căldură de 120 kW, la Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești. Analizează două scenarii, care diferă numai prin capacitatea bateriei: S1, recomandat, cu 1.075 kWh, și S2, cu 1.505 kWh.

Date generale

Element	Date
Denumirea obiectivului	Parc fotovoltaic de cca 400 kW cu stocare integrată și sistem de pompe de căldură, pentru autoconsum
Amplasament	Str. Industriei nr. 19, oraș Costești, jud. Argeș; teren intravilan, CF 80844 Costești (29.628 mp)
Beneficiar	Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești, CUI 5172597
Ordonator principal de credite	Consiliul Județean Argeș
Sursa de finanțare	Fondul pentru Modernizare, Ghidul solicitantului pentru autoconsum la entități publice, versiunea 09.09.2026
Faza de proiectare	Studiu de fezabilitate (HG nr. 907/2016)
Proiectant general	ENINVEST HOLDING REALTO S.R.L., str. Banca Națională nr. 25, Bacău, CUI RO45987689, J2022000647041
Contract	„Servicii de studii, proiectare și asistență tehnică pentru parc fotovoltaic de cca 400 kW cu stocare integrată și sistem de pompe de căldură”, anunț ADV1555300/30.10.2026, caiet de sarcini nr. 11450/30.10.2026
Specialitatea	Instalații electrice (centrală fotovoltaică, stocare, racordare, management energetic), cu interfața spre instalațiile termice și structuri
Data	noiembrie 2026

Echipa de proiectare

Rol	Nume	Calificare

Rol	Nume	Calificare
Șef de proiect; proiectant instalații electrice	ing. Laurențiu Măgureanu	Electrician autorizat ANRE gradele IVA și IVB; auditor energetic clasa I
Proiectant structuri și fundații	ing. Gabriel Hriscu	Inginer constructor
Proiectant instalații termice	ing. Cristian Pârvulescu	Proiectant instalații termice și de ventilație
Studiul de mediu (DNSH)	ing. Cristina-Maria Lungu	Inginer de mediu

Indicatorii tehnici principali

Indicator	S1 (recomandat)	S2
Putere instalată în panouri (P_PV)	399,32 kWp (536 × 745 Wp)	399,32 kWp (536 × 745 Wp)
din care pe sol / pe carport	318,86 / 80,46 kWp	318,86 / 80,46 kWp
Putere AC a invertoarelor	4 × 100 kW = 400 kW	4 × 100 kW = 400 kW
Capacitatea nou instalată (I.1)	0,39932 MW	0,39932 MW
Producția anuală estimată (P_an)	496.518 kWh	496.518 kWh
Stocare: capacitate nominală (E_stoc)	1.075 kWh (5 × 215 kWh)	1.505 kWh (7 × 215 kWh)
Stocare: putere nominală (P_stoc)	≥ 400 kW	≥ 400 kW
Pompe de căldură (I.7)	2 × 60 kW = 120 kW	2 × 60 kW = 120 kW
Puterea maximă injectată în rețea	250 kW, plafonată automat (limita din ghid: 400 kW)	250 kW, plafonată automat (limita din ghid: 400 kW)
Raportul de dimensionare R_ac	0,892	0,892
Tensiunea de racordare	0,4 kV	0,4 kV

1. Obiectul și scopul proiectului

Proiectul produce energie electrică din surse solare pentru consumul propriu al spitalului și înlocuiește circa trei sferturi din căldura produsă acum din combustibil lichid ușor (CLU). Producția este de 496.518 kWh/an, iar 100% din ea este destinată autoconsumului, în sensul indicatorului AC.3 din ghid.

1.1 Obiectele proiectului

Obiect	Conținut	Amplasare
Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol	428 de module × 745 Wp (318,86 kWp), în 6 rânduri de mese fixe spre sud la 30°, cu invertoarele INV1–INV3	Câmpul din planul de amplasament P01, de circa 68,5 × 44,7 m, în jurul bisericii de lemn, al clopotniței și al fântânii arteziene
Ob. 2 – Carport fotovoltaic	Structură metalică pentru 20 de autoturisme, cu 108 module × 745 Wp (80,46 kWp) la 10°, și invertorul INV4	În nordul incintei, lângă garajele metalice, paralel cu gardul (planul P01)
Ob. 3 – Sistemul de stocare	Baterii LFP în unități de 215 kWh: 5 unități (S1) sau 7 unități (S2), cu convertoare de cel puțin 400 kW în total	Platformă betonată de 12,0 × 3,0 m, în nordul incintei, lângă acces (planul P01)
Ob. 4 – Pompele de căldură	2 pompe aer-apă × 60 kW, vas tampon de 3.000 l, schimbător cu plăci, automatizare în cascadă	La centrala termică C9
Ob. 5 – Instalații electrice de legătură	Tabloul centralei fotovoltaice (TDPV), cabluri, protecția de interfață, sistemul de management al energiei, contorizarea, monitorizarea, priza de pământ și instalația de paratrăsnet	Între zona fotovoltaică, tabloul general al spitalului și punctul de măsurare

1.2 Cerințele beneficiarului

Caietul de sarcini nr. 11450/30.10.2026 cere, la pct. 2.6 și 2.7:

- putere eligibilă țintă de 400 kW, cu puterile panourilor (DC) și ale invertoarelor (AC) indicate separat;
- stocare de cel puțin 400 kW, cu capacitate nominală de 800–1.600 kWh și precizarea capacității utile;
- excluderea tehnologiilor cu plumb, NiCd și NiMH;
- încărcarea stocării din producția solară proprie, cu măsurare și strategie de operare;
- management dinamic al puterii, cu injecția limitată la valoarea autorizată, de cel mult 400 kW pe loc;
- protecții și monitorizare;
- analiza explicită a compatibilității cu grupul electrogen și cu UPS-urile;
- pompe de căldură pentru încălzire și/sau apă caldă, dimensionate prin calcul termic, istoric de consum și schema instalației.

Toate cerințele sunt tratate în capitolele 5–11, iar verificarea lor punct cu punct este în capitolul 14.

1.3 Ce urmărește proiectul

1. **Reducerea costurilor cu energia:** circa 551.000 lei pe an, la prețurile din perioada august 2025 – iulie 2026.
2. **Reducerea emisiilor:** 293,0 t CO2 pe an la nivelul spitalului; indicatorul I.2 din ghid este de 292,2 t CO2 pe an.
3. **Siguranța în alimentare:** mai puțină dependență de combustibilul lichid și de prețul energiei din rețea.
4. **Conformitatea cu ghidul de finanțare:** indicatorii AC.1–AC.5 și condițiile pentru pompele de căldură sunt îndeplinite în ambele scenarii.

1.4 Documentele pe care se sprijină memoriul

- Auditul electroenergetic al spitalului (noiembrie 2026): consumul de referință, necesarul de căldură, dimensionarea pompelor de căldură și simularea orară a sistemului.
- Extrasul CF 80844, actualizat la 11.11.2026, planul de situație și nivelment și planul de amplasament P01, la scara 1:500, care fixează câmpul de pe sol, carportul și platforma bateriei.
- Facturile de energie electrică pe ultimele 12 luni, registrul de CLU, rapoartele ISCIR și fișele grupurilor electrogene.
- Simulările PVGIS 5.3 (baza SARAH3) pentru amplasament.

2. Baza legală și normativă

Soluția respectă Ghidul solicitantului FM (09.09.2026), reglementările ANRE privind racordarea, măsurarea și prosumatorii, normativele tehnice naționale și standardele europene adoptate în România. Stadiul actelor ANRE a fost verificat la 06.11.2026. Regulamentul de racordare (Ordinul ANRE nr. 59/2013) a fost modificat ultima dată prin Ordinul ANRE nr. 15/2026, iar la depunerea ATR-ului se aplică forma consolidată în vigoare.

2.1 Legislație primară

Act normativ	Ce reglementează
Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare	Producerea, racordarea, consumul, statutul de prosumator
Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare	Auditul energetic și măsurile de eficiență
Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, republicată	Energia din surse regenerabile
Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții, republicată	Prevederile rămase în vigoare după Legea nr. 169/2026

Act normativ	Ce reglementează
Legea nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor	Autorizarea lucrărilor; montarea sistemelor fotovoltaice pe sol fără autorizație de construire (art. 299); cerințele fundamentale (art. 386)
Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor	Securitatea la incendiu
Legea nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă	SSM în execuție și exploatare
Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului	Actul de mediu
HG nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice	Conținutul SF-ului
HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile	Organizarea șantierului

2.2 Reglementări ANRE

Reglementare	Ce reglementează	Aplicare în proiect
Ordinul ANRE nr. 59/2013, Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu modificările ulterioare (inclusiv Ordinele ANRE nr. 20/2025 și 15/2026)	Etapele racordării, ATR, contractul de racordare	Cap. 10
Ordinul ANRE nr. 74/2014	Conținutul-cadru al avizelor tehnice de racordare	Cap. 10
Ordinul ANRE nr. 105/2022	Contractul-cadru de racordare	Cap. 10
Ordinul ANRE nr. 208/2018, Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare	Cerințele pentru modulele generatoare (aplicarea Regulamentului (UE) 2016/631)	Cap. 6, 11

Reglementare	Ce reglementează	Aplicare în proiect
Ordinul ANRE nr. 15/2022, Metodologia de comercializare a energiei electrice produse în centrale de cel mult 400 kW pe loc de consum aparținând prosumatorilor	Regimul energiei livrate în rețea	Cap. 10
Ordinul ANRE nr. 128/2008, Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție	Cerințele tehnice ale rețelei de distribuție, calitatea energiei	Cap. 11
Ordinul ANRE nr. 103/2015, Codul de măsurare a energiei electrice	Grupul de măsurare la punctul de delimitare	Cap. 10
Ordinul ANRE nr. 66/2023, Regulamentul pentru autorizarea electricienilor	Autorizarea proiectantului și a executantului	Anexa 6
NTE 007/08/00, Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice	Rețelele de cabluri	Cap. 6
PE 116, Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice	Probele la punerea în funcțiune	Cap. 16

2.3 Normative tehnice și reglementări de securitate

Normativ	Subiect	Aplicare
I7/2011	Instalații electrice aferente clădirilor, inclusiv instalații de protecție împotriva trăsnetului	Cap. 6, 11
I13-2015	Instalații de încălzire centrală	Cap. 8
P118/1999	Siguranța la foc a construcțiilor	Cap. 15
CR 1-1-3/2012 și CR 1-1-4/2012	Acțiunea zăpezii și a vântului asupra construcțiilor	Cap. 5
P100-1/2013	Proiectarea seismică	Cap. 5
NP 112-2014	Proiectarea fundațiilor directe	Cap. 5
Ordinul MAI nr. 129/2016	Avizarea și autorizarea de securitate la incendiu	Cap. 15
Ordinul MAI nr. 163/2007	Normele generale de apărare împotriva incendiilor	Cap. 15

2.4 Legislație europeană

Act	Subiect
Regulamentul (UE) 2016/631 (cod de rețea RfG)	Cerințele de racordare a generatoarelor
Directiva 2014/35/UE (joasă tensiune) și Directiva 2014/30/UE (compatibilitate electromagnetică)	Conformitatea echipamentelor electrice
Regulamentul (UE) 2023/1542 privind bateriile	Cerințele pentru bateriile industriale
Regulamentul (UE) 2024/573	Gazele fluorurate din pompele de căldură
Regulamentul (UE) nr. 813/2013 și Regulamentul delegat (UE) nr. 811/2013	Proiectarea ecologică și etichetarea pompelor de căldură
Regulamentul (UE) 2020/852 și Regulamentul delegat (UE) 2021/2139	Principiul DNSH

2.5 Standarde

Standard	Subiect
SR HD 60364-7-712	Instalații electrice de joasă tensiune: sisteme fotovoltaice
IEC 62548	Cerințe de proiectare pentru câmpurile fotovoltaice
SR EN IEC 61215 și SR EN IEC 61730	Module fotovoltaice: calificarea proiectului și siguranța
SR EN IEC 62109-1 și -2	Siguranța convertoarelor pentru sisteme fotovoltaice
SR EN 50549-1	Cerințe pentru centralele racordate în paralel cu rețelele de distribuție de joasă tensiune
SR EN 50618	Cabluri pentru sisteme fotovoltaice
SR EN 61439-1 și -2	Ansambluri de aparataj de joasă tensiune (tablouri)
SR EN 60947-2	Întrerupătoare automate
SR EN 61643-11 și SR EN 61643-31	Dispozitive de protecție la supratensiuni, AC și DC

Standard	Subiect
SR EN 62305-1–4	Protecția împotriva trăsnetului
SR EN 62446-1	Sisteme fotovoltaice: încercări, documentație și mentenanță
SR EN IEC 62619 și seria SR EN IEC 62933	Baterii cu litiu industriale și sisteme de stocare a energiei
SR EN 14511 și SR EN 14825	Pompe de căldură: performanță și SCOP
SR EN 378-1–4	Siguranța sistemelor frigorifice și a pompelor de căldură

3. Datele de intrare și situația existentă

Spitalul consumă 343.287 kWh de energie electrică pe an, la o putere medie de 39,2 kW. Este alimentat la 0,4 kV dintr-un post de transformare aerian, pe stâlp, al Distribuție Energie Oltenia, prin tabloul general din construcția C6. Căldura vine dintr-o centrală termică pe CLU de 5.488 kW, de 16 ori mai mare decât necesarul real.

3.1 Consumul de energie electrică

Mărime	Valoare	Sursă
Consumul anual (AC.1), august 2025 – iulie 2026	343.287 kWh	12 facturi Nova Power & Gas și E.ON Energie România
Consumul lunar	24.117 kWh (iunie) – 34.021 kWh (ianuarie)	Facturi
Puterea medie absorbită	39,2 kW	Calcul
Vârful orar estimat	circa 61 kW	Profilul orar estimat din audit
Factorul de putere mediu anual	0,994 (lunar: 0,987–1,000)	Facturi (energie reactivă inductivă și capacitivă)
Consumul suplimentar al pompelor de căldură	213.309 kWh/an	Auditul electroenergetic
Consumul de referință pentru dimensionare	556.596 kWh/an	AC.1 plus consumul suplimentar

3.2 Alimentarea cu energie electrică

Element	Situația existentă

Element	Situația existentă
Operatorul de distribuție	Distribuție Energie Oltenia; postul de transformare aparține operatorului
Postul de transformare	Aerian, pe stâlp (reperul 11 din releveu), în incintă, lângă tabloul de distribuție al spitalului; puterea transformatorului se ia din ATR
Tabloul general (TG)	În construcția C6, alimentat din post prin două cabluri subterane (traseul D1); întrerupător general automat de 400 A, adică circa 277 kVA la 400 V
Punctul de măsurare	POD 594010200000006937870210292, cod loc de consum 5004048799, categoria UI-NMI-JT
Grupul de măsurare	Contorul 98978591, montat pe 28.04.2026; măsurare semidirectă, prin transformatoare de curent de 400/5 A (constanta 80)
Puterea aprobată	Nu este cunoscută, pentru că ATR-ul existent nu a fost pus la dispoziție. Întrerupătorul general al TG, de 400 A, și transformatoarele de curent de 400/5 A limitează puterea la circa 277 kVA
Schema monofilară a instalației interioare	Releveul instalației electrice, revizia 7 din 10.11.2026: schema monofilară și planul incintei, în 16 planșe (capitolul 3.6)
Grupul electrogen	EMSA ED 110, 110 kVA, 380 V, în construcția C6, lângă tabloul general; pornire automată și comutare prin tabloul de automatizare (AAR) din C6; dat în folosință în septembrie 2011
Generator mobil	5 kVA, 220 V
UPS-uri	Numai unități mici, la consumatori: circa 60 × 0,65–1,5 kW la calculatoare, 10–15 × 1,5–2,5 kW în laborator, 2 × circa 6 kW la radiologie, 1 × circa 10 kW la blocul operator

Releveul din 10.11.2026 stabilește structura instalației (capitolul 3.6) și punctul de racord al centralei (capitolul 3.7). Pentru proiectul tehnic mai sunt necesare puterea aprobată, puterea transformatorului și puterea de scurtcircuit la punctul de delimitare, care se obțin de la operatorul de distribuție la cererea de ATR, precum și secțiunea cablurilor D1 și curentul nominal al barelor TG, care se măsoară în incintă.

3.3 Alimentarea cu căldură

Element	Situația existentă
Centrala termică	C9, 248 mp; cazan Vulcan 3.488 kW (1995) și cazan Greenox E200 2.000 kW (2012), ambele pe CLU, apă caldă la 90 °C
Rețeaua termică	Țevi preizolate în canale subterane, spre toate clădirile spitalului
Instalațiile interioare	Refăcute în ultimii ani, cu țevi din polietilenă și corpuri de încălzire noi
Apa caldă de consum	Boilere electrice locale de 80–200 l
Consumul de CLU	98.670 kg/an (1.107,4 MWh), sezonul 25.09.2025 – 06.05.2026
Necesarul de căldură utilă	996,6 MWh/an; 342 kW la −15 °C (medie zilnică)

3.4 Amplasamentul

Element	Date
Câmpul de pe sol	Câmpul din planul P01: 6 rânduri de mese, circa 68,5 m pe direcția est-vest și 44,7 m pe nord-sud (circa 2.400 mp), în jurul bisericii de lemn, al clopotniței și al fântânii arteziene; ultimul rând este la 8,1 m de biserică
Relieful	Practic plan: cote între 225,9 și 226,5 m în zona câmpului (Stereo 70, sistemul de cote Marea Neagră 1975)
Vecinătăți	Biserica de lemn, clopotnița, fântâna arteziană și elementele decorative din beton rămân neatinse; stația de epurare este la est de câmp
Rețele subterane	Planul P01 arată căminele de vizitare ale canalizării și canalul de evacuare din beton; mesele și traseele de cabluri le ocolesc
Carportul	20 de locuri, în nordul incintei, lângă garajele metalice, paralel cu gardul; circa 53 × 6,1 m, cu cale de acces de 6,0 m (planul P01)

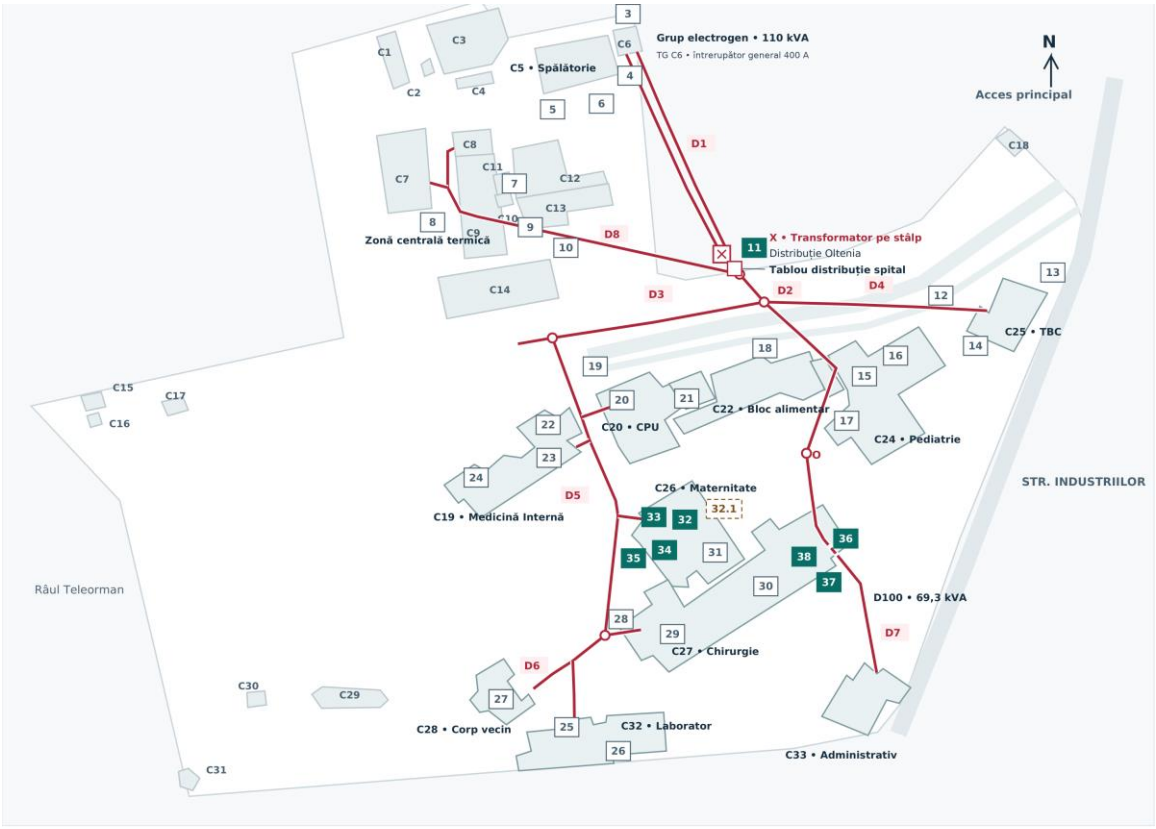
Element	Date
Platforma bateriei	12,0 × 3,0 m, în nordul incintei, lângă acces; la 8,2 m de câmpul fotovoltaic, 17,0 m de clădirea vecină și 3,0 m de gard (planul P01)
Coordonate	44,6646° N, 24,8739° E; altitudine circa 230 m

3.5 Date climatice și de producție

Mărime	Valoare	Sursă
Zona climatică de iarnă	II, temperatura exterioară de calcul −15 °C	SR 1907-1:2014
Temperaturi măsurate, august 2025 – iulie 2026	minimă orară −13,0 °C; maximă orară 36,3 °C; medie 11,9 °C	ERA5
Temperaturi de calcul pentru stringuri	−20 °C (tensiunea maximă în gol) și 70 °C în celulă (tensiunea minimă de lucru)	Ipoteză acoperitoare
Producția specifică, sud, 30°	1.295,36 kWh/kWp/an fără umbrire; 1.255,83 kWh/kWp/an cu umbrirea dintre rândurile din planul P01 (capitolul 5.5)	PVGIS 5.3, SARAH3, pierderi de sistem 14%
Producția specifică, 10°, azimut −11° (carport)	1.194,19 kWh/kWp/an	PVGIS 5.3, SARAH3
Unghiul optim	37°, cu 1.302,54 kWh/kWp/an, fără umbrire; la pasul rândurilor din planul P01, optimul este 30° (capitolul 5.5)	PVGIS 5.3
Încărcările din zăpadă și vânt	Din hărțile de zonare CR 1-1-3/2012 și CR 1-1-4/2012, pentru Costești	Proiectul de structură

3.6 Instalația electrică existentă

Instalația electrică a spitalului a fost relevată în incintă. Rezultatul este schema monofilară de relevare, revizia 7 din 10.11.2026, cu 16 planșe: sursele de alimentare, tabloul general, comutarea pe grupul electrogen, traseele de cabluri D1–D8 și tablourile din corpuri. Corpurile sunt notate C1–C33, ca în extrasul de carte funciară, iar tablourile au reperele 3–38 din releveu.

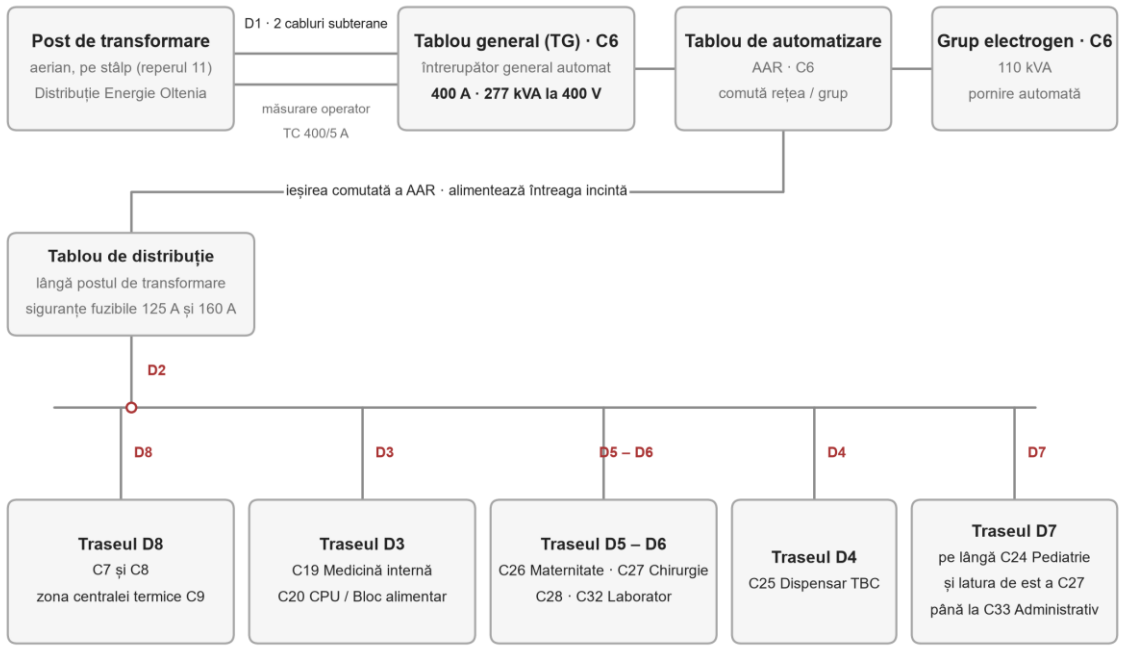


Planul incintei cu tablourile (reperele 3–38) și traseele de distribuție D1–D8, după releveul din 10.11.2026 · fără scară

Sursele și tabloul general. Spitalul are un singur racord la rețea, dintr-un post de transformare aerian, pe stâlp (reperul 11), al Distribuție Energie Oltenia. Din post pleacă două cabluri subterane, pe traseul D1, până la tabloul general (TG) din construcția C6. TG are un întrerupător general automat de 400 A, care corespunde unei puteri de circa 277 kVA la 400 V. Lângă TG sunt tabloul de automatizare (AAR) și grupul electrogen de 110 kVA. AAR-ul comută alimentarea între rețea și grup, iar ieșirea lui alimentează tabloul de distribuție al spitalului, montat lângă post.

Distribuția în incintă. Din tabloul de distribuție, traseul D2 ajunge într-un nod din care pleacă traseele D3–D8. Plecările tabloului sunt protejate cu siguranțe fuzibile de 125 A și 160 A și au inscripționate destinațiile Pediatrie, Chirurgie, ATI, Bloc alimentar și CPU. Releveul arată o singură plecare din TG, spre AAR. Consumatorii relevați sunt deci în aval de AAR și pot fi alimentați de grup, iar barele TG dinaintea AAR sunt singurul punct al instalației legat permanent numai la rețea.

Instalația existentă: tabloul general din C6 alimentează incinta prin AAR



Redesenat după releveul instalației electrice (schema monofilară, revizia 7 din 10.11.2026). Corpurile C1–C33 sunt numerotate ca în planul de situație A-02. Fără scară.

Schema monofilară a instalației existente, redesenată după releveul din 10.11.2026 · fără scară

Traseu	De la – până la	Corpurile deservite
D1	Postul de transformare (11) – TG din C6	Două cabluri subterane; alimentarea întregului spital
D2	Tabloul de distribuție de lângă post – nodul de distribuție	Plecarea comună a traseelor D3–D8
D3	Nodul de distribuție – spre vest	C19 Medicină internă, C20 CPU
D5 și D6	Continuarea traseului D3 spre sud	C26 Maternitate, latura de vest a C27 Chirurgie, C28 și C32 Laborator
D4	Nodul de distribuție – spre est	C25 Dispensar TBC
D7	Nodul de distribuție – spre sud-est	Pe lângă C24 Pediatrie și latura de est a C27, până la C33 Administrativ
D8	Zona postului – spre nord-vest	C7, C8 și zona centralei termice C9

Tabelul următor reunește tablourile și plecările la care releveul a citit curentul protecției de intrare.

Tablou sau plecare	Corp / reper	Protecția de intrare	S de referință, kVA
Tabloul general (TG)	C6	Întrerupător automat, 400 A	277,1
Tabloul de distribuție de lângă post – plecări	Lângă reperul 11	Siguranțe fuzibile de 125 A și 160 A	86,6 / 110,9
Centrala termică – tabloul arzătorului	C9, reperele 7–10	Întrerupător automat 4P, declanșator de 100 A	69,3
Blocul alimentar – server și bucătărie	Reperele 18–21	C63, 3P	43,6
Containere și Medicină internă – două plecări	C19, reperele 22–24	C63, 3P, pe fiecare plecare	43,6 fiecare
Sterilizare – plecarea „AC1”	C26, reperul 32	C80, 4P	55,4
Sterilizare – plecarea „Plasmă”	C26, reperul 32	C100, 4P	69,3
Obstetrică-ginecologie – „Parter general”	C26, reperul 34	C63, 3P	43,6
ATI – tablou exterior	C27, reperul 37	D100, 3P	69,3
Tablou pompă de recirculare	–	C40, 3P	27,7
Tablou prize și diferențiale	–	C63, 3P	43,6

Puterea de referință este puterea aparentă care corespunde curentului nominal al protecției: $S = \sqrt{3} \times 400\ \text{V} \times I$. Ea arată capacitatea plecării, nu consumul. Suma acestor valori depășește de mai multe ori consumul real: vârful orar simulat al spitalului este de 61,1 kW fără pompele de căldură și de 107,4 kW cu ele, iar vârful instantaneu cu pompele ajunge la circa 130 kW (capitolul 8.2).

Alte tablouri. Releveul mai cuprinde tabloul mașinilor din spălătoria C5, tablourile centralei termice pentru pompele de apă, cazane și circuitele auxiliare, tablourile de radiologie (reperul 33), obstetrică-ginecologie (reperele 34 și 35), chirurgie septică (reperele 36 și 38) și sala de operație, precum și tablourile de saloane și cabinete. Sala de operație are circuite de iluminat și prize pe UPS. Sterilizarea, radiologia, ATI și blocul operator sunt consumatorii sensibili; ei rămân alimentați ca acum, prin AAR, iar proiectul nu intervine în tablourile lor.

3.7 Consecințe pentru proiect

Releveul fixează soluția de racordare pe instalația reală și arată o limită de care proiectul ține seama: capacitatea legăturii dintre post și tabloul general.

- **Punctul de racord.** Centrala fotovoltaică, bateria și pompele de căldură se leagă în TG din C6, pe barele dinaintea AAR, prin celule noi: una de 630 A pentru TDPV și una de 125 A pentru tabloul pompelor de căldură (TD-PdC). Dacă barele TG nu au curentul nominal sau spațiul necesar, celulele se montează într-un tablou nou, alăturat TG și legat la bornele de sosire ale cablurilor D1. Este soluția din capitolul 6.3.
- **Funcționarea pe grup.** La lipsa rețelei, AAR-ul trece consumatorii pe grup și îi separă de barele TG. Centrala, bateria și pompele de căldură rămân pe partea de rețea: invertoarele se opresc prin protecția anti-insularizare, iar interblocarea cu AAR declanșează întrerupătorul TDPV (capitolul 6.3) și deconectează pompele (capitolul 8.3). Grupul de 110 kVA alimentează în continuare numai consumatorii de acum, fără sarcina pompelor de căldură.
- **Capacitatea legăturii post – TG.** Întrerupătorul general de 400 A limitează puterea care trece între rețea și spital la circa 277 kVA, în ambele sensuri. La consum, vârful de circa 130 kW cu pompele de căldură folosește 47% din această capacitate. La injecție, simularea orară fără limitare dă un maxim de 297 kW, peste capacitatea întrerupătorului.
- **Reglajul injecției.** Sistemul de management limitează puterea livrată în rețea la 250 kW, adică 90% din capacitatea întrerupătorului general. Cu această limită, injecția ar depăși 250 kW în 74 de ore pe an, iar energia care nu se mai livrează este de 0,8 MWh/an, 0,16% din producție. Energia consumată direct și cea descărcată din baterie nu se schimbă. Venitul pierdut, de circa 280 lei/an la 0,35 lei/kWh, nu modifică rezultatele analizei cost-beneficiu.
- **Cererea de ATR.** Puterea maximă de evacuat în rețea se cere la 250 kW, sub plafonul de 400 kW din ghid. O putere mai mare ar cere înlocuirea întrerupătorului general și verificarea cablurilor D1 și a postului de transformare, lucrări pe care proiectul nu le include.
- **Măsurarea.** Analizorul sistemului de management se montează pe sosirea cablurilor D1 în TG, înaintea întrerupătorului general, cu transformatoare de curent proprii. Astfel el vede tot schimbul de energie al spitalului cu rețeaua, ca și contorul operatorului.
- **Pompele de căldură.** TD-PdC se alimentează din TG, de pe partea de rețea, nu din tablourile existente ale centralei termice, care sunt în aval de AAR. Tablourile centralei (arzătorul, pompele de apă și circuitele auxiliare) rămân neschimbate și pe grup, iar cazanul preia încălzirea când spitalul merge pe grup.
- **Legătura TDPV – TG.** Traseul cablurilor de la centrală la C6 se stabilește pe ridicarea topografică. Până la circa 180 m ajung două cabluri în paralel; între 180 și 200 m se adaugă al treilea cablu, iar peste 200 m se mărește secțiunea în proiectul tehnic, astfel încât căderea de tensiune să rămână sub 3% (anexa 5).
- **Execuția.** Tablourile din corpuri, traseele D2–D8, AAR-ul și grupul electrogen rămân cum sunt. Celulele noi se racordează cu TG scos de sub tensiune, într-o fereastră programată, cu spitalul alimentat de grup prin AAR.

4. Concepția soluției și scenariile S1 și S2

Soluția este o centrală fotovoltaică cu stocare cuplată în curent alternativ. Invertoarele și convertoarele bateriei se leagă la un tablou comun (TDPV), care alimentează tabloul general al spitalului printr-o singură plecare. Un sistem de management al energiei comandă încărcarea, descărcarea și limitarea injecției, pe baza măsurării la punctul de delimitare.

4.1 Regimurile de funcționare

Regim	Situația	Ce face sistemul
R1	Producția PV ≤ consumul spitalului	Toată producția este consumată direct; diferența vine din rețea sau din baterie
R2	Producția PV > consumul	Surplusul încarcă bateria, până la puterea și capacitatea ei
R3	Surplus și baterie plină	Surplusul rămas se livrează în rețea, plafonat automat la 250 kW, sub capacitatea tabloului general existent (sau la valoarea mai mică din ATR)
R4	Seară și noapte	Bateria se descarcă spre consumul spitalului, fără injecție în rețea
R5	Lipsă tensiune în rețea; spitalul trece pe grupul electrogen	Invertoarele și convertoarele bateriei se deconectează (anti-insularizare); pompele de căldură se opresc; cazanul preia încălzirea
R6	Surplus PV în sezonul de încălzire	Sistemul de management trimite semnal pompelor de căldură să încarce vasul tampon

4.2 Alegerea arhitecturii

Criteriu	Cuplare în curent alternativ (aleasă)	Cuplare în curent continuu
Independența echipamentelor	Invertoarele PV și convertoarele bateriei sunt separate; o defecțiune nu le oprește pe toate	Invertoarele hibride leagă PV-ul de baterie
Amplasarea	Bateria poate sta departe de câmpul PV și de carport	Bateria trebuie să fie lângă invertoarele hibride
Încărcarea numai din PV	Prin logica sistemului de management și contorizare dedicată	Implicit, prin construcție

Criteriu	Cuplare în curent alternativ (aleasă)	Cuplare în curent continuu
Disponibilitatea echipamentelor de 100 kW	Largă	Mai restrânsă la puteri mari
Extinderea ulterioară	Simplă, pe tabloul TDPV	Legată de invertoarele hibride

Condiția din ghid ca energia stocată să provină 100% din producția proprie se asigură astfel: convertoarele bateriei au încărcarea din rețea dezactivată prin configurare, sistemul de management permite încărcarea doar când producția PV depășește consumul instantaneu, iar contoarele dedicate înregistrează energia intrată în baterie și producția PV.

4.3 Scenariile

Element	S1 (recomandat)	S2
Câmp PV pe sol	428 × 745 Wp = 318,86 kWp, sud, 30°	identic
Carport PV	108 × 745 Wp = 80,46 kWp, 10°, azimut −11°	identic
Invertoare	4 × 100 kW AC	identic
Stocare	5 unități × 215 kWh = 1.075 kWh	7 unități × 215 kWh = 1.505 kWh
Durata de stocare la P_PV	2,69 h	3,77 h
Puterea convertoarelor bateriei	≥ 400 kW (≥ 80 kW pe unitate)	≥ 400 kW (≥ 58 kW pe unitate)
Pompe de căldură	2 × 60 kW aer-apă, la centrala C9	identic
Sistem de management, măsurare, protecții	Identic	identic

Cele două scenarii au aceeași producție, același R_ac și aceeași putere injectată maximă. Ele se compară după energia mutată prin baterie, gradul de utilizare a bateriei, energia luată din rețea, spațiul ocupat și costul (capitolul 13). O variantă fără stocare nu este eligibilă, pentru că ghidul cere o capacitate de stocare de 2–4 ore la puterea instalată; ea apare doar ca reper în analiză.

5. Câmpul fotovoltaic: dimensionare și amplasare

Câmpul fotovoltaic are 536 de module de 745 Wp, în 30 de stringuri: 428 de module pe sol și 108 pe carport, așezate ca în planul de amplasament P01. Puterea instalată este de 399,32 kWp, sub limita de 400 kWp stabilită de beneficiar.

5.1 Dimensionarea puterii

Pas	Valoare
Consumul de referință, cu pompele de căldură	556.596 kWh/an
Producția maximă admisă (R_ac ≤ 1,10)	612.256 kWh/an
Limita impusă de beneficiar	400 kWp
Modulul ales	745 Wp (capitolul 5.2)
Numărul maxim de module de 745 Wp admis de R_ac (sol, 30°, cu umbrire)	654
Numărul de module din planul P01	536 (399,32 kWp)
Repartizarea	428 pe sol (318,86 kWp) și 108 pe carport (80,46 kWp)
Producția anuală, cu umbrirea dintre rânduri	496.518 kWh/an
R_ac	0,892 ≤ 1,10

5.2 Modulul fotovoltaic

Memoriul folosește valorile tipice ale unui modul monocristalin de 745 Wp, cu aceeași suprafață ca modulele de 650 Wp, de circa 2,38 × 1,30 m. Modulul ofertat trebuie să respecte fișa din anexa 1, iar verificarea stringurilor se reface în proiectul tehnic cu datele lui.

Parametru (STC)	Valoare de calcul
Puterea nominală Pmax	745 Wp
Tensiunea în gol Voc	52,0 V
Curentul de scurtcircuit Isc	18,60 A
Tensiunea la putere maximă Vmp	43,6 V
Curentul la putere maximă Imp	17,10 A
Coeficientul de temperatură al Voc	−0,25%/K
Coeficientul de temperatură al Vmp	−0,30%/K
Dimensiuni uzuale	circa 2,38 × 1,30 m

5.3 Configurația stringurilor

Verificare	String de 18 module	String de 16 module	Limita invertorului
Voc la −20 °C	1.041 V	926 V	≤ 1.100 V
Vmp la 70 °C în celulă	679 V	603 V	≥ 200 V (începutul domeniului MPPT)
Vmp la −20 °C	891 V	792 V	≤ 1.000 V (sfârșitul domeniului MPPT)
Vmp la STC	785 V	698 V	–
Puterea stringului	13,41 kWp	11,92 kWp	–

Numărul maxim de module în serie este 19. Stringurile de 18 module păstrează o rezervă de 5,3% față de tensiunea maximă a invertorului. Pe fiecare intrare MPPT se leagă cel mult 2 stringuri în paralel: curentul de scurtcircuit pe MPPT este 37,2 A, iar siguranțele de string nu sunt necesare (IEC 62548 le cere de la 3 stringuri în paralel).

5.4 Repartizarea pe invertoare

Invertor	Stringuri	Module	Putere DC	Raport DC/AC	Producție (kWh/an)
INV1 (sol)	8 × 18	144	107,28 kWp	1,073	134.725
INV2 (sol)	8 × 18	144	107,28 kWp	1,073	134.725
INV3 (sol)	6 × 18 + 2 × 16	140	104,30 kWp	1,043	130.983
INV4 (carport)	6 × 18	108	80,46 kWp	0,805	96.085
Total	30 de stringuri	536	399,32 kWp	0,998	496.518

INV1–INV3 preiau câmpul de pe sol, iar INV4 numai carportul, care are altă înclinare și altă orientare. Raportul DC/AC aproape unitar este ales deliberat: puterea AC de 400 kW face ca indicatorul I.1 să fie egal cu puterea în panouri, 0,39932 MW.

5.5 Amplasarea pe sol

Element	Soluție
Planul de amplasare	Planul de amplasament P01, la scara 1:500 (Stereo 70)
Mesele	Fixe, orientate spre sud (azimut 0°), înclinare 30°, câte 2 module în portret pe adâncime

Element	Soluție
Adâncimea mesei	4,79 m pe pantă; 4,15 m în proiecție orizontală; marginea superioară la 2,39 m peste cea inferioară
Pasul între rânduri	8,2 m, cu 4,05 m liberi între mese (planul P01: 4,0 m)
Numărul de rânduri	6 rânduri, cu 70, 80, 80, 76, 66 și 56 de module (428 în total)
Lungimea rândurilor	Circa 38–56 m; rândurile ocolesc fântâna arteziană
Garda la sol a marginii inferioare	0,6–0,8 m (zăpadă, vegetație, întreținere)
Distanțe	Ultimul rând la 8,1 m de biserica de lemn; platforma bateriei la 8,2 m de câmp
Fundații	Stâlpi bătuți sau șuruburi de fundare, după studiul geotehnic; fără betonare în câmp
Împrejmuire	Gard de 1,8 m în jurul câmpului, circa 205 m, cu poartă de acces pentru vehicule și poartă pietonală

Înclinarea s-a ales prin simulare. Pentru fiecare înclinare, producția PVGIS s-a corectat cu umbrirea pe care un rând o face asupra celui din spate, la pasul de 8,2 m din planul P01. Umbrirea s-a calculat oră cu oră, pe seria PVGIS 2019–2023, cu poziția soarelui și cu pierderea pe benzi de jumătate de modul; pentru radiația difuză s-a folosit unghiul de mascare de la mijlocul mesei. Primul rând dinspre sud nu este umbrit de alt rând.

Înclinare	PVGIS, fără umbrire (kWh/kWp)	Pierdere din umbrire, anual	Pierdere noiembrie–februarie	Producție efectivă (kWh/kWp)	Spațiu liber între mese
15°	1.231,80	0,40%	1,9%	1.226,89	3,58 m
20°	1.260,33	1,31%	6,5%	1.243,82	3,70 m
25°	1.281,50	2,15%	10,2%	1.253,91	3,86 m
30°	1.295,36	3,05%	13,5%	1.255,83	4,05 m
33°	1.300,15	3,57%	15,1%	1.253,74	4,18 m
35°	1.301,89	3,98%	16,3%	1.250,01	4,28 m

Optimul este 30°: 1.255,83 kWh/kWp, cu o pierdere din umbrire de 3,05% pe an. Sub 30°, umbrirea mai mică nu compensează scăderea radiației pe module; peste 30°, umbrirea crește mai repede decât radiația. Spațiul liber de 4,05 m dintre mese corespunde distanței de 4,0 m din planul P01.

5.6 Carportul

Element	Soluție
Amplasare	În nordul incintei, lângă garajele metalice, paralel cu gardul (planul P01)
Capacitate	20 de locuri de parcare de 2,5 × 5,0 m, cu cale de acces de 6,0 m
Dimensiuni	Circa 53 × 6,1 m
Module	108, în 4 rânduri a câte 27 (80,46 kWp)
Înclinare și orientare	10°, azimut −11°, paralel cu gardul
Structură	Oțel zincat la cald, stâlpi pe fundații izolate, înălțime liberă de cel puțin 2,5 m
Invertor	INV4, montat pe structura carportului
Ape pluviale	Jgheaburi și burlane la marginea inferioară
Protecție	Parapeți de protecție la baza stâlpilor, împotriva lovirii de către vehicule

5.7 Producția și pierderile

Câmp	Putere	Producție specifică	Producție anuală
Sol, sud, 30°, cu umbrirea dintre rânduri	318,86 kWp	1.255,83 kWh/kWp	400.434 kWh
Carport, 10°, azimut −11°	80,46 kWp	1.194,19 kWh/kWp	96.085 kWh
Total	399,32 kWp	1.243,41 kWh/kWp	496.518 kWh

Simularea PVGIS include pierderi de sistem de 14% (cabluri, invertoare, murdărie, nepotriviri, indisponibilitate), la care se adaugă efectele temperaturii, ale iradianței scăzute și ale unghiului de incidență. Pentru câmpul de pe sol, pierderea totală față de condițiile standard este de 21,73% în simularea PVGIS, la care se adaugă umbrirea dintre rânduri, de 3,05%. Raportul de simulare se anexează la SF, cum cere indicatorul AC.2.

6. Invertoarele, tablourile și rețelele de cabluri

Patru invertoare trifazate de 100 kW debitează într-un tablou comun cu bateria (TDPV). TDPV se leagă la tabloul general al spitalului prin două cabluri de cupru în paralel, de 3×240+120 mm². Căderea de tensiune de la invertor la tabloul general rămâne sub 3% dacă legătura TDPV – tablou general are cel mult circa 180 m; la o distanță mai mare se pun trei cabluri în paralel (anexa 5).

6.1 Invertoarele

Caracteristică	Soluție
Număr și putere	4 × 100 kW AC, trifazate, 3 × 400 V, 50 Hz
Tip	Invertoare de string, fără transformator, cu monitorizarea curentului rezidual (RCMU) integrată
Intrări	Cel puțin 4 intrări MPPT, fiecare pentru 2 stringuri
Domeniul de tensiune	Tensiune DC maximă ≥ 1.100 V; domeniu MPPT cel puțin 200–1.000 V
Randament	≥ 98% (european)
Putere reactivă	Factor de putere reglabil cel puțin între 0,9 inductiv și 0,9 capacitiv, la cererea operatorului
Conformitate	Cerințele Normei tehnice aprobate prin Ordinul ANRE nr. 208/2018 (Regulamentul (UE) 2016/631) și SR EN 50549-1; siguranță SR EN IEC 62109-1 și -2
Amplasare	INV1–INV3 pe structurile din câmp, la capetele rândurilor, ferite de soarele direct; INV4 pe structura carportului
Protecție	IP65 sau mai bun; separatoare DC integrate

Carportul are invertorul propriu, INV4, montat pe structura lui. Cele 6 stringuri ale carportului au trasee DC scurte, iar INV4 se leagă la TDPV printr-un cablu AC de circa 25–40 m, după distanțele din planul P01.

6.2 Tabloul centralei fotovoltaice (TDPV)

Circuit	Aparataj
Sosiri de la invertoare (4 circuite)	Întrerupătoare automate de 200 A, cu protecții de suprasarcină și scurtcircuit (SR EN 60947-2)
Sosiri de la convertoarele bateriei	Câte un întrerupător automat pe unitate, dimensionat la curentul maxim al convertorului

Circuit	Aparataj
Plecarea spre tabloul general	Întrerupător general de 630 A, cu declanșator electronic și bobină de declanșare
Protecția de interfață	Releu de interfață care acționează întrerupătorul general: tensiune minimă și maximă, frecvență minimă și maximă, variația frecvenței (ROCOF); reglajele se iau din ATR
Protecția la supratensiuni	Descărcător tip 1+2 pe barele principale (SR EN 61643-11)
Măsurare	Contor de producție PV, contor pentru baterie (încărcare și descărcare) și analizor de rețea cu comunicație Modbus
Construcție	Ansamblu conform SR EN 61439-1 și -2, curent nominal al barelor ≥ 1.250 A, IP54 la exterior

6.3 Legătura cu tabloul general și cu grupul electrogen

- **Punctul de racord interior:** o celulă nouă în tabloul general al spitalului din construcția C6, în aval de grupul de măsurare al operatorului și de întrerupătorul general de 400 A, în amonte de tabloul de automatizare (AAR), pe partea alimentată numai din rețea (capitolul 3.7).
- **Interblocarea cu grupul electrogen:** la trecerea AAR pe grup, un contact al AAR comandă declanșarea întrerupătorului general al TDPV. Invertoarele și convertoarele bateriei nu pot debita pe grup.
- **Revenirea:** după revenirea rețelei și trecerea AAR pe rețea, TDPV se reconectează automat, după temporizarea din ATR.
- **Limitarea injecției:** sistemul de management menține puterea livrată în rețea la cel mult 250 kW, sub capacitatea întrerupătorului general existent de 400 A (circa 277 kVA).

6.4 Rețelele de cabluri

Tronson	Cablu	Curent de calcul	Lungime estimată	Cădere de tensiune
Stringuri pe sol → invertoare	H1Z2Z2-K 1×6 mm² Cu (SR EN 50618)	17,1 A	≤ 80 m	≤ 1,26%
Stringuri carport → INV4	H1Z2Z2-K 1×6 mm² Cu	17,1 A	≤ 40 m	≤ 0,63%

Tronson	Cablu	Curent de calcul	Lungime estimată	Cădere de tensiune
INV1–INV3 → TDPV (3 circuite)	CYABY 3×95+50 mm² Cu	144,3 A	40–60 m	0,58–0,87%
INV4 (carport) → TDPV	CYABY 3×95+50 mm² Cu	144,3 A	25–40 m	0,36–0,58%
TDPV → tabloul general	2 × CYABY 3×240+120 mm² Cu, în paralel	577,4 A	100–200 m	1,13–2,26%
Convertor baterie → TDPV	CYABY, secțiune după curentul convertorului	–	≤ 20 m	≤ 0,5%
Tabloul general → tabloul pompelor de căldură	CYABY 3×70+35 mm² Cu	106 A (70 kW, cos φ 0,95)	100–150 m	1,52–2,28%
Comunicații	Fibră optică sau cablu FTP cat. 6; RS485 ecranat în câmp	–	–	–

Lungimile sunt estimate pe planul de amplasament P01. Calculul folosește rezistența conductorului la 70 °C. Cablurile se pozează în pământ la cel puțin 0,8 m, pe pat de nisip, cu bandă avertizoare, și în tuburi de protecție la traversări de alei și drumuri, conform NTE 007/08/00. Cablurile DC ale stringurilor merg pe structură în jgheaburi sau prinse cu coliere rezistente la UV.

6.5 Pierderile electrice

Componentă	Pierdere la putere nominală
Cabluri DC	circa 1%
Invertoare	circa 2%
Cabluri AC invertor → TDPV	circa 0,6–0,9%
Cabluri AC TDPV → tabloul general	1,1–2,3% (4,5–9,1 kW pentru 100–200 m)

Pierderile la putere nominală sunt cuprinse în pierderea de sistem de 14% din simularea PVGIS. Pe ansamblul anului, pierderile reale sunt mai mici, pentru că centrala lucrează mult timp la putere parțială.

7. Sistemul de stocare a energiei

Stocarea este formată din unități LFP de 215 kWh, de exterior, fiecare cu convertor propriu: 5 unități în S1 (1.075 kWh) și 7 unități în S2 (1.505 kWh). Ambele scenarii respectă condițiile din

ghid: puterea bateriei este cel puțin egală cu puterea PV, iar capacitatea este între 2 și 4 ore la puterea instalată.

7.1 Dimensionarea

Mărime	S1 (recomandat)	S2	Condiție
Unități de 215 kWh	5	7	–
Capacitate nominală (E_stoc, I.6)	1.075 kWh	1.505 kWh	798,6–1.597,3 kWh (ghid, AC.5); 800–1.600 kWh (caiet)
Capacitate utilă (adâncime de descărcare 90%)	967,5 kWh	1.354,5 kWh	se precizează (caiet)
Durata la P_PV = 399,32 kW	2,69 h	3,77 h	2–4 h
Puterea nominală (P_stoc)	≥ 400 kW	≥ 400 kW	≥ P_PV (AC.4)
Puterea minimă pe unitate	80 kW	58 kW	–
R_P = P_stoc / P_PV	≥ 1,00	≥ 1,00	≥ 1,00
Tehnologia	LFP	LFP	fără Pb, NiCd, NiMH

Durata de pornire a fost 2,7 h pentru S1 și 3,5 h pentru S2. Numărul de unități s-a rotunjit la cel mai apropiat întreg.

7.2 Componența unei unități

Componentă	Rol
Modulele de celule LFP	Stocarea energiei; 215 kWh nominal pe unitate
Sistemul de gestionare a bateriei (BMS)	Monitorizarea tensiunii, curentului și temperaturii fiecărei celule; echilibrare; protecții
Convertorul bidirecțional (PCS)	Conversia DC/AC la 3 × 400 V; puterea minimă din tabelul de mai sus
Controlul termic	Climatizare sau răcire cu lichid, pentru 15–30 °C în celule
Siguranța la incendiu	Detecție de gaze de ardere și fum, stingere automată în carcasă, eliberarea presiunii
Carcasa	Dulap de exterior, cel puțin IP55, cu uși care se încuie

7.3 Amplasarea

- **Locul: platforma de 12,0 × 3,0 m din planul P01, în nordul incintei, lângă acces, cu acces direct pentru echipajele de intervenție.**
- **Platforma:** dală din beton armat pe fundație, cu panta de scurgere a apelor și cu canale pentru cabluri.
- **Distanțele din planul P01: 8,2 m față de câmpul fotovoltaic, 17,0 m față de clădirea vecină și 3,0 m față de gard; distanțele dintre unități se stabilesc prin scenariul de securitate la incendiu și instrucțiunile producătorului.**
- **Protecția: unități în carcase de exterior care se încuie, indicatoare de avertizare și iluminat de intervenție.**

7.4 Strategia de operare

Ghidul cere ca strategia de operare a bateriei să fie descrisă în SF și corelată cu profilul de consum. Strategia este următoarea:

1. **Încărcarea:** numai din surplusul fotovoltaic, adică atunci când producția depășește consumul instantaneu al spitalului. Încărcarea din rețea este dezactivată prin configurare.
2. **Descărcarea:** când consumul depășește producția, în principal seara și noaptea. Bateria nu livrează energie în rețea.
3. **Limitele stării de încărcare:** între 10% și 100%, conform adâncimii de descărcare de 90%.
4. **Vara (mai–septembrie):** bateria face aproape un ciclu complet pe zi; surplusul care nu mai încape se livrează în rețea, sub limita de 250 kW.
5. **Iarna (noiembrie–februarie):** producția este mică și aproape toată se consumă direct, mai ales de către pompele de căldură; bateria lucrează parțial.
6. **Coordonarea cu pompele de căldură:** în sezonul de încălzire, surplusul fotovoltaic este folosit întâi pentru încărcarea termică a vasului tampon, apoi pentru baterie.

7.5 Rezultatele simulării orare

Mărime	S1	S2
Energie încărcată din PV	154,9 MWh/an	160,5 MWh/an
Energie descărcată spre consum	138,6 MWh/an	143,3 MWh/an
Pierderi în baterie	16,3 MWh/an	17,2 MWh/an
Cicluri echivalente complete pe an	143	106
Durata de viață la 6.000 de cicluri	peste 40 de ani	peste 55 de ani

La ambele scenarii, durata de viață este limitată de îmbătrânirea calendaristică a celulelor, nu de numărul de cicluri. Bateria din S1 este mai bine folosită: 143 de cicluri pe an, față de 106 în S2.

Valorile din tabel includ limita de injecție de 250 kW (capitolul 3.7). Ea taie numai 0,8 MWh/an din energia livrată în rețea, în orele de vară în care bateria este deja plină: S1 livrează 144,3 MWh/an în loc de 145,1 MWh/an.

7.6 Siguranța

- **Standarde:** SR EN IEC 62619 pentru celule și baterii, seria SR EN IEC 62933 pentru sistemul de stocare, UN 38.3 pentru transport.
- **Regulamentul (UE) 2023/1542:** bateriile industriale se livrează cu documentația și marcajele cerute de regulament.
- **Propagarea incendiului:** producătorul prezintă un raport de încercare a propagării ambalării termice între module (de exemplu UL 9540A sau echivalent).
- **Oprirea de urgență:** buton de oprire pe fiecare unitate și oprire generală la TDPV.

8. Pompele de căldură: soluția tehnică și alimentarea electrică

Două pompe de căldură aer-apă de câte 60 kW, la centrala termică C9, preiîncălzesc returul rețelei care alimentează toate clădirile. Ele acoperă 746,6 MWh pe an, adică 74,9% din căldura utilă, și consumă 213,3 MWh de energie electrică la SCOP 3,5. Alimentarea electrică se face dintr-un tablou nou, legat la tabloul general al spitalului.

8.1 Soluția termică

Element	Soluție
Pompe de căldură	2 unități aer-apă monobloc, de exterior, fiecare cu cel puțin 60 kW la A-7/W55; total 120 kW (indicatorul I.7)
Funcționare	Bivalent-paralelă cu cazanul Greenox E200; pompele au prioritate, cazanul acoperă vârfurile
Punctul de bivalență	circa +9 °C; sub el pompele lucrează la putere maximă și cazanul completează
Legarea hidraulică	Pe returul circuitului primar, înainte de cazane, prin schimbător cu plăci; circuitul pompelor conține glicol pentru protecția la îngheț
Vas tampon	Cel puțin 3.000 l
Temperatura pe tur	Până la 55–60 °C, reglată după temperatura exterioară
Cazanul Vulcan (1995)	Trece în rezervă rece sau se scoate din funcțiune
Apa caldă de consum	Rămâne pe boilerele electrice locale

Dimensionarea și verificarea condițiilor a)–g) din ghid sunt prezentate în auditul electroenergetic, capitolul 10, și rezumate în capitolul 14.

8.2 Puterea electrică absorbită

Regim	Puterea electrică a celor două pompe
Nominal la A-7/W55 (COP circa 2,3)	circa 52 kW
Maximă, la temperaturi exterioare foarte scăzute și degivrare	circa 70 kW
Medie în sezonul de încălzire	circa 39 kW (213,3 MWh pe circa 5.400 de ore)

Cu pompele de căldură, vârful de consum al spitalului crește de la circa 61 kW la circa 130 kW. Puterea aprobată în ATR trebuie să acopere această valoare; dacă nu o acoperă, cererea de ATR include și sporul de putere pentru consum.

8.3 Tabloul pompelor de căldură (TD-PdC)

Circuit	Aparataj
Alimentarea	Din tabloul general, prin cablu CYABY 3×70+35 mm² Cu; întrerupător general de 125 A
Plecarea spre fiecare pompă	Întrerupător automat dimensionat după curentul maxim indicat de producător, și protecție diferențială de tip B, dacă producătorul o cere pentru convertoarele de frecvență
Circuitele auxiliare	Pompele de circulație, automatizarea, încălzirea cablurilor de condens
Protecția la supratensiuni	Descărcător tip 2
Măsurarea	Contor de energie electrică aprobat MID, cu comunicație Modbus
Deconectarea pe grup	Contactor comandat de AAR: la funcționarea pe grupul electrogen, pompele se opresc

8.4 Integrarea cu sistemul de management

- **Semnalul de surplus:** sistemul de management al energiei trimite automatizării centralei un semnal când există surplus fotovoltaic; automatizarea ridică temperatura în vasul tampon, în limitele confortului.
- **Datele:** căldura livrată de pompe, energia electrică absorbită și temperaturile se înregistrează orar, pentru demonstrarea cotei de cel puțin 50% în perioada de monitorizare.
- **Prioritatea:** pompele au prioritate față de cazan, cu rotirea orelor de funcționare între unități.

8.5 Montajul

- **Amplasarea:** lângă centrala C9, pe fundații proprii, cu suporturi antivibratorii și spațiu liber pentru circulația aerului, conform instrucțiunilor producătorului.
- **Zgomotul:** distanța față de ferestrele saloanelor se stabilește prin calcul acustic, pentru limitele din SR 10009:2017 și Ordinul ministrului sănătății nr. 119/2014; la nevoie se prevăd ecrane fonoabsorbante.
- **Condensul:** colectat și dirijat la canalizare, cu protecție împotriva înghețului.
- **Agentul frigorific:** GWP ≤ 150, conform Regulamentului (UE) 2024/573; circuitul respectă SR EN 378.

9. Sistemul de management al energiei și monitorizarea

Un controler de centrală (EMS), montat la TDPV, măsoară în timp real puterea la punctul de delimitare și comandă invertoarele și convertoarele bateriei. El plafonează automat injecția la 250 kW, cât permite tabloul general existent, sau la valoarea mai mică din ATR; plafonul din ghid este de 400 kW. Toate datele se înregistrează pentru monitorizarea indicatorilor.

9.1 Arhitectura

Nivel	Echipament	Legătură
Măsurarea la punctul de delimitare	Analizor de rețea clasa 0,5S, cu transformatoare de curent proprii, montat în aval de contorul operatorului	Modbus TCP spre EMS
Controlul	Controler de centrală (EMS) la TDPV, alimentat din UPS propriu	Modbus TCP spre invertoare și convertoarele bateriei
Echipamentele comandate	4 invertoare PV, convertoarele bateriei, automatizarea centralei termice	Modbus TCP / RS485
Monitorizarea	Server sau platformă de monitorizare, cu acces securizat pentru spital și pentru proiectant	Rețea separată, acces prin VPN

9.2 Funcțiile obligatorii

Funcție	Descriere	Temei
Limitarea dinamică a injecției	Plafonează instantaneu și automat puterea livrată în rețea la 250 kW, sau la valoarea mai mică din ATR, când producția depășește consumul instantaneu plus capacitatea de încărcare a bateriei	Ghidul FM, cap. 1.4
Regim fără injecție	Opțiune de injecție zero, dacă ATR-ul este emis fără injecție	Ghidul FM, cap. 4

Funcție	Descriere	Temei
Încărcarea numai din PV	Încărcarea bateriei este permisă doar din surplusul fotovoltaic măsurat	Ghidul FM, cap. 2
Descărcarea fără injecție	Bateria acoperă numai consumul spitalului	Strategia de operare
Siguranța la pierderea măsurării	Dacă se pierde semnalul de la analizor, invertoarele trec automat la injecție zero	Bună practică
Grupul electrogen	Primește starea AAR; confirmă deconectarea TDPV în regim de grup	Cap. 6.3
Semnalul pentru pompele de căldură	Transmite automatizării centralei existența surplusului	Cap. 8.4
Putere reactivă	Aplică consemnul de factor de putere sau de putere reactivă cerut prin ATR	Ordinul ANRE nr. 208/2018

9.3 Datele înregistrate

Categorie	Mărimi	Pas
Producție	Energie și putere pe fiecare invertor și pe câmpuri (sol, carport)	15 minute
Stocare	Energie încărcată și descărcată, stare de încărcare, temperaturi, alarme BMS	15 minute
Punctul de delimitare	Energie activă și reactivă în ambele sensuri, putere, tensiuni, armonici	15 minute
Pompe de căldură	Căldură livrată, energie electrică, temperaturi tur/retur	1 oră
Meteo	Iradianță în planul modulelor și temperatura modulelor, din senzori proprii	15 minute

Datele se păstrează pe toată perioada de monitorizare cerută de contractul de finanțare.

9.4 Indicatorii urmăriți

Platforma calculează lunar și anual: producția (I.3), factorul de capacitate (I.5), emisiile evitate (I.2), raportul R_ac, cota de căldură acoperită de pompele de căldură, factorul de performanță

sezonieră al pompelor și gradul de autoconsum. Rapoartele servesc la monitorizarea cerută de finanțator.

9.5 Securitatea informatică

- **Rețea separată:** echipamentele centralei sunt într-o rețea separată de rețeaua medicală și administrativă a spitalului.
- **Acces de la distanță:** numai prin VPN, cu conturi nominale și autentificare puternică.
- **Actualizări:** programele echipamentelor se actualizează controlat, cu jurnal de modificări.

10. Racordarea la rețea și măsurarea energiei

Locul de consum existent devine loc de consum și de producere, racordat la 0,4 kV la rețeaua Distribuție Energie Oltenia. Puterea instalată de 399,32 kW se încadrează în limita de 400 kW pe loc de consum pentru care se aplică metodologia prosumatorilor (Ordinul ANRE nr. 15/2022), iar puterea injectată este plafonată la 250 kW, sub limita de 400 kW din ghid, cât permite legătura existentă dintre post și tabloul general (capitolul 3.7).

10.1 Datele pentru cererea de ATR

Dată	Valoare
Utilizatorul	Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești, loc de consum 5004048799
Tipul locului	Loc de consum și de producere (prosumator)
Tensiunea în punctul de racordare	0,4 kV
Punctul de racordare interior	Tabloul general din construcția C6, pe partea de rețea a AAR
Puterea instalată în module	399,32 kWp (536 × 745 Wp)
Puterea instalată a invertoarelor	400 kW AC
Puterea maximă de evacuat în rețea	250 kW, plafonată de sistemul de management (limita din ghid: 400 kW)
Stocarea	S1: 1.075 kWh / ≥ 400 kW; S2: 1.505 kWh / ≥ 400 kW; încărcare numai din PV
Puterea maximă absorbită	circa 130 kW, cu pompele de căldură
Regimul de funcționare	În paralel cu rețeaua; fără funcționare în insulă spre rețea
Echipamente de rezervă	Grup electrogen de 110 kVA, cu AAR și interblocare față de centrala PV

10.2 Etapele racordării

1. **Certificatul de urbanism, numai dacă operatorul de distribuție îl cere pentru racordare; pentru centrala de pe sol nu este necesară autorizație de construire (Legea nr. 169/2026, art. 299 alin. (2) lit. a) pct. 13).**
2. **Cererea de ATR** la Distribuție Energie Oltenia, conform Regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu planul de situație, schema monofilară de principiu (capitolul 12) și datele din tabelul de mai sus.
3. **Studiul de soluție,** dacă operatorul îl cere pentru verificarea capacității postului de transformare și a rețelei de joasă tensiune.
4. **ATR-ul,** cu conținutul stabilit prin Ordinul ANRE nr. 74/2014: puterile aprobate, punctul de delimitare, protecțiile și reglajele, cerințele pentru grupul de măsurare.
5. **Contractul de racordare,** pe modelul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 105/2022, dacă sunt necesare lucrări în rețeaua operatorului.
6. **Execuția, probele și punerea sub tensiune** pentru perioada de probe, cu verificarea cerințelor din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.
7. **Certificatul de racordare** și actualizarea contractului de furnizare, pentru regimul de prosumator.

Ghidul FM nu cere ATR-ul la depunerea cererii de finanțare sau la contractare. El poate fi depus cel târziu la cererea de prefinanțare sau la prima cerere de plată, iar nedepunerea lui duce la rezilierea contractului. Ghidul acceptă și un ATR fără injecție în rețea; în acest caz, sistemul de management lucrează în regim de injecție zero. Cererea de ATR se depune imediat după obținerea certificatului de urbanism.

10.3 Măsurarea energiei

Punct de măsurare	Rol	Responsabil
Grupul de măsurare la punctul de delimitare	Energie activă și reactivă în ambele sensuri, cu curbă de sarcină; actualul contor 98978591 se înlocuiește dacă nu măsoară bidirecțional	Operatorul de distribuție (Codul de măsurare, Ordinul ANRE nr. 103/2015)
Contorul de producție PV	Energia produsă de toate invertoarele	Beneficiarul, în TDPV
Contorul bateriei	Energia încărcată și descărcată; dovada încărcării numai din PV	Beneficiarul, în TDPV
Contorul pompelor de căldură	Consumul suplimentar justificat în audit	Beneficiarul, în TD-PdC
Contoarele de energie termică	Căldura de la pompe și de la cazan	Beneficiarul, la centrala C9

Contoarele beneficiarului sunt aprobate MID și au comunicație spre platforma de monitorizare.

10.4 Regimul energiei livrate în rețea

Proiectul este destinat autoconsumului. Surplusul care apare vara, când consumul spitalului este mic și bateria este plină, se livrează în rețea, pe baza contractului cu furnizorul și a metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 15/2022. Condiția de autoconsum din ghid rămâne îndeplinită: potrivit notei din secțiunea 1.7 a ghidului, autoconsumul se determină prin raportarea producției anuale estimate la consumul anual de referință, potrivit indicatorului AC.3 ($R_ac = 0{,}892 \leq 1{,}10$), iar ghidul (secțiunea 1.4) admite livrarea în rețea până la 400 kW pe loc de producție, cu management dinamic al puterii. Simularea orară arată 144,3 MWh/an livrați în rețea în S1 și 138,7 MWh/an în S2, cu puterea limitată la 250 kW; fără limitare, maximul ar fi 297 kW. Conform ghidului, autoconsumul se determină prin raportul dintre producția anuală și consumul anual de referință (AC.3), care este 0,892.

11. Protecții, împământare, paratrăsnet și calitatea energiei

Protecțiile urmăresc trei lucruri: siguranța persoanelor, separarea sigură a centralei de rețea la avarii și calitatea energiei la punctul de delimitare. Un aspect specific acestui proiect este factorul de putere: după punerea în funcțiune, centrala PV reduce energia activă luată din rețea, dar nu și pe cea reactivă, așa că puterea reactivă trebuie compensată local.

11.1 Protecția împotriva șocurilor electrice

Parte a instalației	Măsură
Câmpul DC	Module și cabluri cu izolație dublă (clasa II); sistem DC izolat față de pământ, cu monitorizarea izolației în invertor
Partea AC	Schemă TN-C-S; deconectare automată prin întrerupătoare; monitorizarea curentului rezidual integrată în invertoare (RCMU)
Structurile metalice	Legate la priza de pământ și între ele, pentru egalizarea potențialelor
Bateria	Carcasă metalică legată la pământ; acces doar pentru personal autorizat

11.2 Protecții în curent continuu

- **Siguranțele de string:** nu sunt necesare, pentru că pe fiecare intrare MPPT sunt cel mult 2 stringuri în paralel (IEC 62548).
- **Separarea:** separatoare DC sub sarcină, integrate în invertoare.
- **Supratensiunile:** descărcătoare DC de tip 2 la intrările invertoarelor (SR EN 61643-31); de tip 1+2 dacă distanța de separare față de instalația de paratrăsnet nu poate fi respectată.

11.3 Protecții în curent alternativ

Punct	Protecție

Punct	Protecție
Ieșirea fiecărui invertor	Întrerupător automat de 200 A, cu suprasarcină și scurtcircuit
Fiecare convertor al bateriei	Întrerupător automat la curentul maxim al convertorului
Plecarea TDPV spre tabloul general	Întrerupător de 630 A, selectiv cu întrerupătorul din tabloul general
Capacitatea de rupere	Cel puțin egală cu curentul de scurtcircuit calculat la punctul de montaj în proiectul tehnic, pe baza datelor din ATR (minimum 25 kA la tabloul general)
Contribuția la scurtcircuit a centralei	Limitată de invertoare la circa 1,1–1,5 × curentul nominal: circa 640–870 A pentru toate cele 4 invertoare

11.4 Protecția de interfață

Protecția de interfață deconectează centrala de rețea la abaterile de tensiune și frecvență și la pierderea rețelei. Ea este centralizată, pe întrerupătorul general al TDPV, și dublată de protecțiile integrate în invertoare și în convertoarele bateriei.

Funcție	Reglaj
Tensiune minimă și maximă	Din ATR; în lipsa lor, valorile implicite din SR EN 50549-1
Frecvență minimă și maximă	Din ATR; în lipsa lor, valorile implicite din SR EN 50549-1
Variația frecvenței (ROCOF)	Din ATR
Anti-insularizare	Activă în invertoare și în convertoare
Reconectarea	Automată, după temporizarea din ATR

11.5 Priza de pământ

- **Câmpul PV:** contur din bandă de oțel zincat în jurul zonei și în lungul rândurilor, cu electrozi verticali; fiecare masă se leagă la contur.
- **Bateria și TDPV:** priză locală legată la conturul câmpului.
- **Carportul:** stâlpii se leagă la o priză proprie, legată la priza spitalului.

- **Valoarea:** rezistența de dispersie respectă Normativul I7/2011 pentru priza de protecție; dacă priza este comună cu instalația de paratrăsnet, valoarea se stabilește conform I7/2011 și SR EN 62305-3. Se măsoară la recepție.

11.6 Protecția împotriva trăsnetului

Necesitatea instalației de paratrăsnet pentru câmpul PV, baterie și carport se stabilește prin evaluarea riscului conform SR EN 62305-2 și Normativului I7/2011. Dacă riscul o cere, se prevăd captatoare verticale care păstrează distanța de separare față de module. Structura metalică a carportului poate fi folosită drept componentă naturală de coborâre. Descărcătoarele AC și DC se coordonează cu nivelul de protecție ales.

11.7 Calitatea energiei

Parametru	Cerință
Armonicile de curent ale invertoarelor	Distorsiune totală sub 3% la puterea nominală
Componenta continuă injectată	Sub 0,5% din curentul nominal
Tensiunea la punctul de delimitare	În limitele din Codul tehnic al rețelelor de distribuție (Ordinul ANRE nr. 128/2008) și din ATR; creșterea de tensiune la injecția maximă se verifică în studiul operatorului
Flicker și variații rapide	Conform SR EN 50549-1 și ATR

11.8 Factorul de putere la punctul de delimitare

În prezent factorul de putere mediu este 0,994. După punerea în funcțiune, energia activă luată din rețea scade mult, mai ales vara, în timp ce energia reactivă inductivă rămâne aceeași (1.100–5.400 kvarh pe lună). Fără măsuri, factorul de putere văzut de operator ar scădea sub 0,9 în lunile de vară, iar spitalul ar putea plăti energie reactivă.

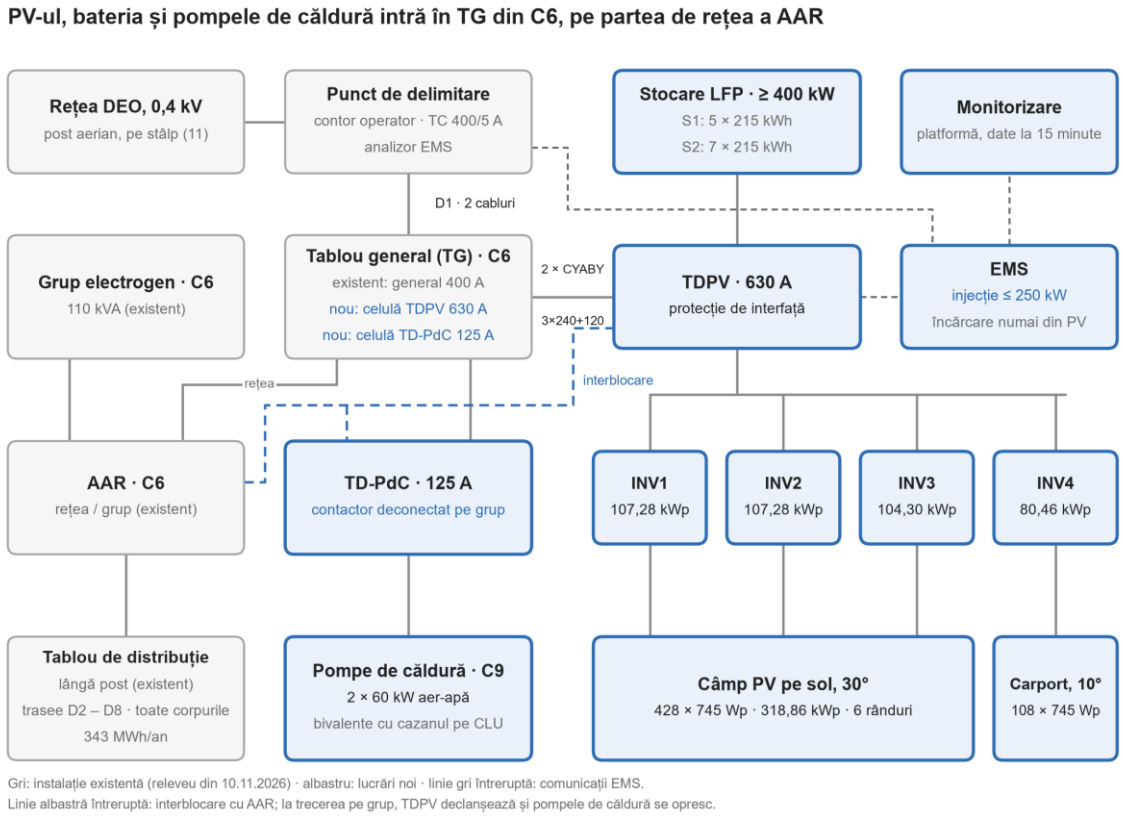
Măsura prevăzută: sistemul de management reglează puterea reactivă la punctul de delimitare. Convertoarele bateriei, care funcționează 24 de ore din 24, și invertoarele PV, în timpul zilei, debitează puterea reactivă necesară pentru un factor de putere de cel puțin 0,95, în limitele aprobate prin ATR.

11.9 Compatibilitatea cu UPS-urile și aparatura medicală

UPS-urile sunt mici și montate la consumatori, iar aparatura medicală sensibilă este alimentată prin ele. Invertoarele cu armonici sub 3% și descărcătoarele coordonate nu modifică regimul lor de funcționare. Calitatea energiei se măsoară la tabloul general înainte și după punerea în funcțiune, cu analizorul de rețea al sistemului de management.

12. Schema monofilară de principiu

Schema este aceeași în ambele scenarii; S1 și S2 diferă numai prin numărul de unități de stocare legate la TDPV.



Schema monofilară de principiu · aceeași pentru S1 și S2, care diferă doar prin numărul de unități de stocare

Centrala PV, bateria și pompele de căldură se leagă la tabloul general din C6, pe partea alimentată numai din rețea, înaintea AAR. La trecerea pe grupul electrogen, întrerupătorul general al TDPV declanșează, iar pompele de căldură se opresc. Consumatorii spitalului rămân alimentați prin AAR, ca acum.

Element	Caracteristici
Punctul de delimitare	Contorul operatorului (actual 98978591, constanta 80); analizorul EMS cu transformatoare de curent proprii, pe sosirea cablurilor D1 în TG
TG	TG existent din C6, cu întrerupător general de 400 A; celulă nouă de 630 A pentru TDPV, selectivă cu întrerupătorul TDPV, și celulă nouă de 125 A pentru TD-PdC

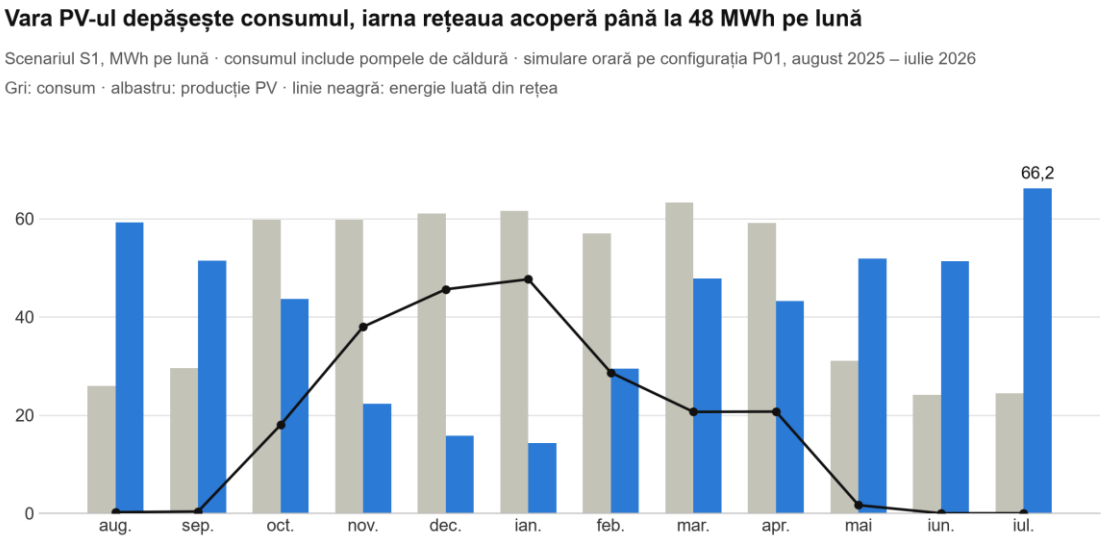
Element	Caracteristici
AAR și grupul electrogen	Existente, în C6; AAR-ul alimentează tabloul de distribuție de lângă post și, prin traseele D2–D8, corpurile spitalului
Legătura TG–TDPV	2 × CYABY 3×240+120 mm² Cu, 577 A
TDPV	Bare de cel puțin 1.250 A; 4 sosiri de 200 A de la invertoare; câte o sosire pe unitate de stocare; întrerupător general de 630 A cu protecție de interfață
Invertoarele	4 × 100 kW; 30 de stringuri (INV1–INV3 pe sol, INV4 la carport)
Stocarea	5 (S1) sau 7 (S2) unități de 215 kWh, cu convertoare de cel puțin 400 kW în total
TD-PdC	Alimentat din TG prin CYABY 3×70+35 mm²; contactor de deconectare la funcționarea pe grup

Schema monofilară detaliată, cu aparatajul, reglajele și secțiunile definitive, se elaborează în proiectul tehnic, pe baza releveului din 10.11.2026 și a ATR-ului.

13. Analiza tehnică comparativă S1 / S2

S1 și S2 au aceeași producție, același R_ac și aceeași injecție maximă. S2 are cu 430 kWh mai multă baterie (+40%), dar folosește în spital doar cu 4,7 MWh/an mai multă energie fotovoltaică (+1,4%). Scenariul recomandat este S1.

13.1 Bilanțul lunar



Simulare orară (PVGIS 5.3, temperaturi ERA5, profil de consum din auditul electroenergetic), scenariul S1

Din mai până în septembrie, producția depășește mult consumul, iar bateria se umple în fiecare zi. Surplusul care nu mai încape se livrează în rețea. Din noiembrie până în februarie, pompele de căldură dublează consumul, producția este mică și aproape toată se consumă direct; o baterie mai mare nu are ce să înmagazineze în aceste luni.

13.2 Comparația energetică

Mărime (MWh/an)	Fără stocare (reper)	S1	S2
Producție PV	496,5	496,5	496,5
Consumată direct	196,5	196,5	196,5
Consumată prin baterie	–	138,6	143,3
Livrată în rețea	299,1	144,3	138,7
Limitată de plafonul de 250 kW	0,9	0,8	0,8
Luată din rețea	360,1	221,5	216,8
Consum acoperit din PV	35,3%	60,2%	61,0%
Producție folosită în spital	39,6%	67,5%	68,4%

13.3 Comparația tehnică

Criteriu	S1	S2	Avantaj
Unități de stocare	5	7	S1: mai puține racorduri, mai puțină mentenanță
Capacitate utilă	967,5 kWh	1.354,5 kWh	S2
Cicluri echivalente pe an	143	106	S1: baterie mai bine folosită
Energie folosită pe kWh instalat	129 kWh/kWh/an	95 kWh/kWh/an	S1
Pierderi în baterie	16,3 MWh/an	17,2 MWh/an	S1
Spațiul pe platformă	5 unități pe platforma de 12,0 × 3,0 m	7 unități pe aceeași platformă	S1

Criteriu	S1	S2	Avantaj
Energia stocată (sarcina de incendiu)	1.075 kWh	1.505 kWh	S1: distanțe de siguranță mai mici
Costul stocării	referință	circa +38%	S1
Rezerva pentru îmbunătățiri viitoare	Spațiu pentru unități suplimentare pe platformă	Platforma complet ocupată	S1

13.4 Conformitatea cu ghidul

Condiție	S1	S2
R_P = P_stoc / P_PV ≥ 1,00	≥ 1,00 ✓	≥ 1,00 ✓
2 h × P_PV ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV (798,6–1.597,3 kWh)	1.075 kWh ✓	1.505 kWh ✓
Caietul de sarcini: 800–1.600 kWh, ≥ 400 kW	✓	✓
Fără Pb, NiCd, NiMH	LFP ✓	LFP ✓
Încărcare 100% din PV	✓	✓

13.5 Analiza multicriterială

Criteriu	Pondere	S1	S2
Energie fotovoltaică folosită în spital	30%	4	5
Costul investiției în stocare	25%	5	3
Gradul de utilizare a bateriei	20%	5	3
Siguranța la incendiu și spațiul ocupat	15%	5	4
Complexitatea și mentenanța	10%	5	4
Punctaj ponderat (din 5)	**100%**	**4,70**	**3,85**

Notele sunt de la 1 (slab) la 5 (foarte bun). S1 câștigă la patru din cele cinci criterii; S2 este mai bun numai la energia folosită, cu o diferență de 0,8 puncte procentuale.

13.6 Recomandarea

Se recomandă **S1**: 5 unități de 215 kWh (1.075 kWh) și cel puțin 400 kW. Bateria ridică partea din consum acoperită de PV de la 35,3% la 60,2%, este folosită 143 de cicluri pe an și respectă

toate condițiile din ghid și din caietul de sarcini, cu un cost al stocării cu circa 28% mai mic decât S2.

14. Conformitatea cu Ghidul FM și cu reglementările ANRE

Soluția îndeplinește toate condițiile tehnice din Ghidul solicitantului și din reglementările ANRE aplicabile, în ambele scenarii. Este îndeplinită și condiția privind terenul: dreptul de administrare al spitalului este intabulat în CF 80844 din 11.11.2026.

14.1 Ghidul solicitantului FM (versiunea 09.09.2026)

Cerința din ghid	Situația proiectului	Conform
Solicitant eligibil: spital finanțat integral din fonduri publice	Spital public în subordinea Consiliului Județean Argeș	Da
Capacitate nouă de producere din surse solare, cu stocare integrată	Centrală nouă de 399,32 kWp cu stocare	Da
Puterea aprobată pentru injecție: cel mult 400 kW pe loc de producere	Injecție plafonată la 250 kW; fără limitare, maximul simulat ar fi 297 kW	Da
Sistem de management dinamic al puterii, cu plafonarea automată a injecției	EMS cu măsurare la punctul de delimitare (cap. 9)	Da
Proiect destinat 100% autoconsumului, determinat prin AC.3	R_ac = 0,892	Da
AC.1: ultimele 12 facturi consecutive	343.287 kWh, august 2025 – iulie 2026	Da
AC.2: producție din simulare, raport anexat la SF	496.518 kWh, PVGIS 5.3, cu umbrirea dintre rânduri	Da
AC.3: R_ac ≤ 1,10, cu excepția justificată pentru pompe de căldură	0,892, cu consumul suplimentar de 213.309 kWh/an justificat în audit	Da
AC.4: R_P ≥ 1,00	P_stoc ≥ 400 kW față de P_PV = 399,32 kW	Da
AC.5: 2 h × P_PV ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV	S1: 1.075 kWh; S2: 1.505 kWh (între 798,6 și 1.597,3 kWh)	Da
Energia stocată provine 100% din PV	Încărcare din rețea dezactivată, logică EMS, contorizare dedicată	Da
Fără baterii cu plumb, NiCd sau NiMH	LFP	Da

Cerința din ghid	Situația proiectului	Conform
Pompe de căldură, condițiile a)–g)	Soluție unitară la C9; dimensionare pe necesar; 74,9% înlocuire; SR EN 14511/14825; SCOP ≥ 3,5; comandă centralizată; funcție de încălzire	Da
Plafonul de 1.100.000 euro/MW (cu pompe de căldură)	Cel mult 439.252 euro fără TVA pentru I.1 = 0,39932 MW; devizul S1 are 2.327.621 lei pe capitolele 1–6, sub plafonul de 2.345.737 lei	Da
Structurile metalice pe sol, inclusiv carporturile, sunt eligibile	Mese pe sol și carport	Da
Fișă de parametri minimi fără mărci	Anexele 1–4	Da
SF elaborat cu personal autorizat ANRE în proiectarea instalațiilor electrice	ing. Laurențiu Măgureanu, ANRE IVA/IVB	Da
Actul de mediu la contractare	Necesar numai peste 400 kW	Nu este cazul
ATR cel târziu la prima cerere de prefinanțare sau de plată	Cererea se depune după aprobarea SF (cap. 10)	Planificat
Drept real intabulat al solicitantului asupra terenului	Dreptul de administrare al spitalului, intabulat în CF 80844 la B3 (încheierea nr. 39100 din 11.11.2026)	Da

14.2 Reglementările ANRE

Reglementare	Cum se respectă
Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările ulterioare (racordarea)	Cerere de ATR pentru loc de consum și de producere, cu documentația cerută (cap. 10.2)
Ordinul ANRE nr. 74/2014 (conținutul ATR)	Reglajele protecției de interfață și cerințele de măsurare se preiau din ATR
Ordinul ANRE nr. 105/2022 (contractul de racordare)	Se încheie dacă sunt necesare lucrări în rețeaua operatorului
Ordinul ANRE nr. 208/2018 (cerințele pentru modulele generatoare)	Invertoare și convertoare conforme; capabilitate de putere reactivă; protecții (cap. 6, 11)

Reglementare	Cum se respectă
Ordinul ANRE nr. 15/2022 (prosumatori, cel mult 400 kW pe loc de consum)	Putere instalată 399,32 kWp, injecție plafonată la 250 kW; energia livrată se valorifică prin furnizor, iar autoconsumul se demonstrează prin AC.3 (ghidul, secțiunea 1.7)
Ordinul ANRE nr. 103/2015 (Codul de măsurare)	Grup de măsurare bidirecțional la punctul de delimitare, asigurat de operator
Ordinul ANRE nr. 128/2008 (Codul tehnic RED)	Calitatea energiei la punctul de delimitare (cap. 11.7)
Ordinul ANRE nr. 66/2023 (autorizarea electricienilor)	Proiectare și execuție de către electricieni autorizați ANRE, de gradul corespunzător
NTE 007/08/00 (rețele de cabluri)	Pozarea și protecția cablurilor (cap. 6.4)
PE 116 (încercări și măsurători)	Programul de probe la punerea în funcțiune (cap. 16)

14.3 Caietul de sarcini (pct. 2.6 și 2.7)

Cerință	Soluție	Conform
Putere eligibilă țintă 400 kW; DC și AC indicate separat	399,32 kWp DC; 400 kW AC	Da
Puterea stocării ≥ 400 kW	≥ 400 kW	Da
Capacitate nominală 800–1.600 kWh, cu capacitatea utilă	S1: 1.075 / 967,5 kWh; S2: 1.505 / 1.354,5 kWh	Da
Fără Pb, NiCd, NiMH	LFP	Da
Încărcare din producția solară proprie, cu măsurare și strategie	Cap. 7.4 și 9	Da
Management dinamic, injecție ≤ 400 kW/loc, protecții, monitorizare	Cap. 9 și 11	Da
Compatibilitatea cu grupul electrogen și UPS, analizată explicit	Cap. 6.3 și 11.9	Da
Pompe de căldură dimensionate prin calcul termic, istoric de consum și schema instalației	Cap. 8 și auditul electroenergetic	Da

15. Securitatea la incendiu, SSM, mediu și DNSH

Riscul principal al proiectului este incendiul la sistemul de stocare. El se tratează prin echipamente certificate, detecție și stingere în fiecare unitate, amplasare la 17,0 m de clădirea vecină, după planul P01, și prin scenariul de securitate la incendiu cerut pentru autorizația de construire.

15.1 Securitatea la incendiu

Măsură	Descriere
Documentația	Scenariu de securitate la incendiu și aviz de securitate la incendiu, conform Ordinului MAI nr. 129/2016, pentru lucrările de la spital
Sistemul de stocare	Unități certificate SR EN IEC 62619 și seria SR EN IEC 62933, cu detecție de gaze și fum, stingere automată și eliberarea presiunii
Distanțele	8,2 m față de câmpul fotovoltaic, 17,0 m față de clădirea vecină și 3,0 m față de gard (planul P01); între unități, conform scenariului și instrucțiunilor producătorului
Accesul pompierilor	Din calea de acces din nordul incintei, până la platforma bateriei și la TDPV
Separarea DC	Separatoare la fiecare invertor; oprire de urgență la TDPV și la fiecare unitate de stocare
Stingerea cu mijloace mobile	Stingătoare adecvate echipamentelor electrice la TDPV, la baterie și la invertoare
Semnalizarea	Indicatoare de avertizare pentru tensiuni DC și surse multiple, la TG și la TDPV
Normele generale	Normativul P118/1999 și Ordinul MAI nr. 163/2007

15.2 Securitatea și sănătatea în muncă

- **Planul de securitate și sănătate** și coordonatorul SSM pe șantier, conform HG nr. 300/2006.
- **Lucrările la înălțime** pe carport: schele și echipamente de protecție împotriva căderii.
- **Lucrările electrice:** numai personal autorizat ANRE, cu autorizații de lucru și separări vizibile; stringurile sunt sub tensiune cât timp sunt luminați.
- **Lucrul în spital:** întreruperile de alimentare se programează cu conducerea spitalului și se fac pe grupul electrogen, fără afectarea consumatorilor vitali.

15.3 Protecția mediului

- **Actul de mediu:** pentru instalații de cel mult 400 kW, ghidul nu îl cere la contractare; procedura la autoritatea de mediu se parcurge pe baza certificatului de urbanism (Legea nr. 292/2018).
- **Deșeurile:** ambalajele se colectează selectiv; modulele și bateriile ajunse la final de viață se predau operatorilor autorizați, conform legislației privind DEEE și Regulamentului (UE) 2023/1542.
- **Solul și vegetația:** fundații fără beton în câmp (stâlpi bătuți sau șuruburi); terenul de sub panouri rămâne înierbat.
- **Zgomotul:** invertoarele și pompele de căldură respectă limitele din SR 10009:2017 la saloane și la limita proprietății.

15.4 Principiul DNSH

Obiectiv de mediu (Regulamentul (UE) 2020/852)	Contribuția proiectului
Atenuarea schimbărilor climatice	496,5 MWh/an din surse regenerabile; −74,9% CLU; −293,0 t CO2/an la spital
Adaptarea la schimbările climatice	Structuri calculate la zăpadă, vânt și seism după normativele în vigoare; echipamente pentru temperaturi de −20 până la +40 °C
Utilizarea durabilă a apei	Apă doar pentru curățarea ocazională a panourilor
Economia circulară	Echipamente durabile (garanție de performanță a modulelor de 25 de ani), reciclarea modulelor și bateriilor
Prevenirea și controlul poluării	Fără Pb, NiCd, NiMH; agent frigorific cu GWP ≤ 150; mai puține gaze de ardere în incinta spitalului
Biodiversitatea	Teren intravilan, în incinta spitalului; verificarea față de ariile protejate se face în studiul DNSH

Pentru declarația DNSH: evaluarea riscurilor climatice din studiul de fezabilitate (punctul 4.2) urmează Ghidul tehnic al Comisiei privind imunizarea infrastructurii la schimbările climatice (2021/C 373/01) și compară expunerea în clima actuală cu cea viitoare; caietele de sarcini pentru execuție impun valorificarea a cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase din construcții; terenul este intravilan, de categoria curți-construcții (CF 80844), nu este teren arabil sau forestier, iar încadrarea față de ariile naturale protejate și siturile Natura 2000 se stabilește prin procedura de mediu la APM Argeș. Declarația și autoevaluarea DNSH (Anexa 3 la ghid) se întocmesc de spital, pe baza studiului DNSH și a acestor elemente.

16. Execuția, probele, punerea în funcțiune și exploatarea

Lucrările se fac fără întreruperea activității medicale: racordul la tabloul general se face într-o fereastră programată, cu spitalul alimentat de grupul electrogen. Punerea în funcțiune urmează programul de probe din SR EN 62446-1 și PE 116 și procedura operatorului de distribuție.

16.1 Etapele de execuție

1. Organizarea de șantier, trasarea, împrejmuirea zonei.
2. Fundațiile meselor și ale carportului, conform studiului geotehnic; platforma bateriei.
3. Montajul structurilor și al modulelor; legarea structurilor la priza de pământ.
4. Rețelele de cabluri DC și AC, în canale și tuburi.
5. Montajul invertoarelor, al TDPV și al unităților de stocare.
6. Pompele de căldură, vasul tampon, schimbătorul și automatizarea centralei.
7. Celula nouă din tabloul general și interblocarea cu AAR, în fereastra programată.
8. Sistemul de management, comunicațiile și monitorizarea.
9. Probele, punerea sub tensiune pentru probe, recepția.

16.2 Probe și măsurători

Sistem	Probă	Referință
Stringuri	Continuitate, polaritate, tensiune în gol, curent de scurtcircuit, rezistența de izolație	SR EN 62446-1
Module	Termografie în funcționare	SR EN 62446-1 (încercări suplimentare)
Instalația AC	Rezistența de izolație, continuitatea conductoarelor de protecție, impedanța buclei, verificarea protecțiilor	PE 116, I7/2011
Priza de pământ	Rezistența de dispersie	I7/2011, SR EN 62305-3
Protecția de interfață	Verificarea reglajelor și a timpilor de acționare, probă de anti-insularizare	ATR, SR EN 50549-1
Interblocarea cu grupul	Simularea căderii rețelei: declanșarea TDPV și oprirea pompelor la trecerea pe grup; reconectarea la revenire	Cap. 6.3
Sistemul de management	Limitarea injecției la valoarea setată; injecție zero; pierderea măsurării; încărcarea numai din PV	Cap. 9

Sistem	Probă	Referință
Stocarea	Punerea în funcțiune de către producător: BMS, convertoare, sistemul de stingere	Instrucțiunile producătorului
Pompele de căldură	Etanșeitatea circuitului frigorific, debitele, reglajele, cascada cu cazanul	SR EN 378, instrucțiunile producătorului
Performanța centralei	Raportul de performanță pe o perioadă de măsurare, cu iradianța și temperatura modulelor	SR EN 62446-1

16.3 Punerea în funcțiune și recepția

- **Punerea sub tensiune pentru probe**, la cererea utilizatorului, conform ATR și procedurii operatorului.
- **Certificatul de racordare**, după finalizarea probelor.
- **Recepția la terminarea lucrărilor**, conform HG nr. 343/2017, cu cartea tehnică a construcției, buletinele de probe și documentația echipamentelor.
- **Instruirea personalului** tehnic al spitalului pentru exploatare, intervenții de urgență și monitorizare.

16.4 Exploatarea și mentenanța

Activitate	Frecvență
Urmărirea producției și a alarmelor pe platforma de monitorizare	Zilnic
Inspecție vizuală a câmpului, a carportului și a platformei bateriei	Lunar
Curățarea modulelor	1–2 ori pe an, și după depuneri importante
Termografia modulelor și a tablourilor	Anual
Verificarea strângerii îmbinărilor structurii și a conexiunilor electrice	Anual
Revizia invertoarelor (filtre, ventilatoare)	Anual
Revizia sistemului de stocare, inclusiv a sistemului de stingere	Anual, de către personal autorizat de producător
Revizia pompelor de căldură și controlul etanșeității	Anual, și la intervalele cerute de Regulamentul (UE) 2024/573

Activitate	Frecvență
Măsurarea prizei de pământ și verificarea protecțiilor	Periodic, conform PE 116 și I7/2011
Raportul anual al indicatorilor pentru finanțator	Anual, pe durata monitorizării

16.5 Durata de viață

Componentă	Durată de viață estimată
Module fotovoltaice	25–30 de ani
Structuri	peste 25 de ani
Invertoare	12–15 ani (o înlocuire în durata de analiză)
Sistemul de stocare	15–20 de ani (limitată de îmbătrânirea calendaristică)
Pompe de căldură	15–20 de ani
Cabluri și tablouri	peste 25 de ani

17. Concluzii

Soluția tehnică este realizabilă pe amplasament și conformă cu Ghidul FM și cu reglementările ANRE. Scenariul recomandat este S1, cu stocare de 1.075 kWh.

17.1 Concluzii tehnice

1. **Centrala fotovoltaică de 399,32 kWp (536 de module de 745 Wp, 30 de stringuri, 4 invertoare de 100 kW) produce 496.518 kWh/an. Câmpul de pe sol are 6 rânduri la 30°, cum le fixează planul de amplasament P01, iar carportul de 20 de locuri preia 80,46 kWp.**
   - Înclinarea de 30° este optimă pentru pasul de 8,2 m din planul P01: umbrirea dintre rânduri costă 3,05% din producția câmpului de pe sol.
2. **Stringurile de 18 module respectă tensiunea maximă a invertoarelor la −20 °C (1.041 V față de 1.100 V) și domeniul MPPT la 70 °C (679 V).**
3. **Căderea de tensiune** de la invertoare la tabloul general rămâne sub 3% cu două cabluri în paralel până la circa 180 m și cu trei cabluri până la 200 m.
4. **Stocarea S1** (5 × 215 kWh, ≥ 400 kW) ridică partea din consum acoperită de PV de la 35,3% la 60,2% și face 143 de cicluri pe an. S2 aduce doar +0,8 puncte procentuale, cu 40% mai multă baterie.
5. **Pompele de căldură de 120 kW** înlocuiesc 74,9% din căldura produsă pe CLU; consumul lor de 213,3 MWh/an justifică puterea PV, cu R_ac = 0,892.
6. **Sistemul de management plafonează injecția la 250 kW, cât permite tabloul general existent,** permite încărcarea bateriei numai din PV, compensează puterea reactivă la punctul de delimitare și deconectează centrala la funcționarea pe grupul electrogen.

7. **Instalațiile existente nu sunt afectate: releveul din 10.11.2026 arată că centrala se leagă în tabloul general din C6, pe partea de rețea a AAR, fără lucrări în tablourile corpurilor, iar UPS-urile mici de la consumatori nu sunt influențate.**

17.2 Datele necesare pentru proiectul tehnic

Nr.	Dată	De la
1	Curentul nominal al barelor TG și secțiunea cablurilor D1	Măsurători în incintă, la proiectul tehnic
2	Puterea aprobată, puterea transformatorului și puterea de scurtcircuit la punctul de delimitare	ATR / Distribuție Energie Oltenia
3	Ridicarea topografică cu rețelele subterane	Topometrist
4	Studiul geotehnic pentru mese, carport și platforma bateriei	Studiul geotehnic
5	Curba de sarcină orară sau la 15 minute	Spital, de la furnizor sau operator

17.3 Recomandarea

Se recomandă realizarea scenariului **S1**: centrală fotovoltaică de 399,32 kWp (318,86 kWp pe sol și 80,46 kWp pe carport), invertoare de 4 × 100 kW, stocare LFP de 1.075 kWh și cel puțin 400 kW, pompe de căldură aer-apă de 2 × 60 kW și sistem de management al energiei cu plafonarea injecției la 250 kW.

Anexa 1 – Fișe tehnice: câmpul fotovoltaic și structurile

Fișele din anexele 1–4 stabilesc parametrii minimi pentru toate componentele, fără mărci sau modele, așa cum cere ghidul. Un echipament ofertat este acceptat numai dacă îndeplinește sau depășește fiecare parametru.

FT-01. Modulul fotovoltaic

Parametru	Cerință minimă
Cantitate	536 de bucăți (428 pe sol, 108 pe carport)
Putere nominală (STC)	≥ 745 Wp, toleranță numai pozitivă
Dimensiuni	Circa 2,38 × 1,30 m, compatibile cu așezarea din planul P01
Tensiunea în gol (STC)	≤ 54,9 V la un coeficient al Voc de −0,25%/K, astfel încât un string de 18 module să rămână sub 1.100 V la −20 °C

Parametru	Cerință minimă
Tehnologie	Siliciu monocristalin, celule tip half-cut sau echivalent
Eficiența modulului	≥ 23,5%
Tensiunea maximă a sistemului	1.500 V DC; siguranța serie maximă admisă de modul ≥ 30 A
Coeficientul de temperatură al puterii	cel mult 0,35%/K, în valoare absolută
Rezistență mecanică	≥ 5.400 Pa sarcină statică frontală (zăpadă) și ≥ 2.400 Pa pe spate (vânt)
Cadru și sticlă	Cadru din aluminiu anodizat; sticlă securizată cu tratament antireflex
Cutia de joncțiune	IP68, cu diode de bypass
Conectori	Compatibili între ei pe același string, IP68, conform SR EN IEC 62852
Standarde	SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730; rezistență la PID; rezistență la ceață salină și amoniac
Garanție de produs	≥ 12 ani
Garanție de performanță	≥ 80% din puterea nominală după 25 de ani
Documente	Fișă tehnică, certificate, raport flash pentru fiecare modul

FT-02. Structura de montaj pe sol

Parametru	Cerință minimă
Tip	Mese fixe, 2 module în portret pe verticală
Orientare și înclinare	Sud (azimut 0°), 30°
Pasul rândurilor	8,2 m, cu 6 rânduri, ca în planul P01
Garda la sol	0,6–0,8 m la marginea inferioară
Material	Oțel zincat la cald (strat ≥ 80 µm) sau aluminiu; îmbinări din oțel inoxidabil
Fundație	Stâlpi bătuți sau șuruburi de fundare, verificați prin încercări de smulgere pe teren

Parametru	Cerință minimă
Calcul	Zăpadă (CR 1-1-3/2012), vânt (CR 1-1-4/2012), seism (P100-1/2013); clasa de coroziune stabilită pentru amplasament
Legătura la pământ	Continuitate electrică între mese și legătură la conturul prizei de pământ
Durata de viață	≥ 25 de ani

FT-03. Carportul fotovoltaic

Parametru	Cerință minimă
Capacitate	20 de locuri de parcare, 2,5 × 5 m fiecare; circa 53 × 6,1 m, în nordul incintei (planul P01)
Module	108, în 4 rânduri a câte 27 (80,46 kWp)
Înclinare și orientare	10°, azimut −11°, paralel cu gardul de nord
Înălțime liberă	≥ 2,5 m
Material	Oțel zincat la cald, vopsit, sau aluminiu structural
Fundații	Izolate, din beton armat, conform studiului geotehnic și NP 112-2014
Ape pluviale	Jgheaburi și burlane, cu descărcare la canalizare sau la teren
Protecție la impact	Parapeți la baza stâlpilor
Calcul	CR 1-1-3/2012, CR 1-1-4/2012, P100-1/2013
Instalație electrică	Trasee de cabluri protejate în structură; legătură la pământ la fiecare stâlp

FT-04. Împrejmuirea centralei

Parametru	Cerință minimă
Înălțime	≥ 1,8 m
Lungime	Circa 205 m, în jurul câmpului de pe sol din planul P01
Tip	Panouri din plasă sudată zincată și plastifiată, pe stâlpi metalici
Acces	Poartă pentru vehicule de ≥ 4 m și poartă pietonală, cu încuietori
Semnalizare	Indicatoare de pericol electric și de interzicere a accesului

Parametru	Cerință minimă
Legătura la pământ	Gardul se leagă la priza de pământ, dacă se află în zona de influență a instalației

Anexa 2 – Fișe tehnice: invertoare, tablouri, cabluri, protecții

FT-05. Invertorul fotovoltaic

Parametru	Cerință minimă
Cantitate și putere	4 bucăți × 100 kW AC nominal; putere AC totală 400 kW
Tip	Invertor de string trifazat, fără transformator
Tensiune DC maximă	≥ 1.100 V
Domeniul MPPT	Cel puțin 200–1.000 V
Intrări	≥ 4 MPPT; ≥ 8 intrări de string
Curent pe intrarea MPPT	≥ 40 A de lucru; ≥ 2 × 1,25 × 18,6 A la scurtcircuit
Ieșire AC	3 × 400 V, 50 Hz; curent maxim indicat de producător, ≤ 200 A
Randament maxim / european	≥ 98,5% / ≥ 98%
Factor de putere reglabil	Cel puțin 0,9 inductiv – 0,9 capacitiv
Distorsiunea armonică a curentului	< 3% la putere nominală
Protecții integrate	Monitorizarea izolației DC, RCMU, anti-insularizare, protecție la supratensiuni DC și AC (tip 2), separator DC
Conformitate	SR EN IEC 62109-1 și -2; SR EN 50549-1; cerințele Normei tehnice aprobate prin Ordinul ANRE nr. 208/2018; marcaj CE
Grad de protecție	≥ IP65; temperatură de lucru −25 … +60 °C
Comunicație	Modbus TCP sau RS485, compatibilă cu EMS
Garanție	≥ 5 ani, cu posibilitate de extindere

FT-06. Tabloul centralei fotovoltaice (TDPV)

Parametru	Cerință minimă

Parametru	Cerință minimă
Standard	SR EN 61439-1 și -2
Curentul nominal al barelor	≥ 1.250 A
Curentul de scurtcircuit admisibil	Cel puțin valoarea calculată la punctul de montaj, minimum 25 kA / 1 s
Sosiri	4 × întrerupător automat 200 A (invertoare); câte un întrerupător pe unitate de stocare
Plecare	Întrerupător general 630 A, cu declanșator electronic, bobină de declanșare și contacte auxiliare
Echipare suplimentară	Releu de protecție de interfață, descărcător tip 1+2, contoare MID, analizor de rețea, controlerul EMS, UPS pentru circuitele de comandă
Grad de protecție	≥ IP54 la exterior, cu încălzire anticondens și ventilație
Oprire de urgență	Buton pe ușă, care declanșează întrerupătorul general și oprește invertoarele și convertoarele

FT-07. Cablul solar DC

Parametru	Cerință minimă
Tip	H1Z2Z2-K, conform SR EN 50618
Secțiune	6 mm² Cu pentru stringurile de pe sol și de pe carport; 10 mm² Cu pentru traseele mai lungi de 80 m
Tensiune nominală	1,5 kV DC
Izolație	Dublă, rezistentă la UV și ozon, fără halogeni
Temperatură de lucru	−40 … +90 °C

FT-08. Cablurile AC de forță

Tronson	Tip și secțiune
Invertor → TDPV	CYABY 3×95+50 mm² Cu, 0,6/1 kV
TDPV → TG	2 × CYABY 3×240+120 mm² Cu, 0,6/1 kV, în paralel
Unitate de stocare → TDPV	CYABY, secțiunea după curentul maxim al convertorului

Tronson	Tip și secțiune
TG → TD-PdC	CYABY 3×70+35 mm² Cu, 0,6/1 kV
Pozare	În pământ la ≥ 0,8 m, pe pat de nisip, cu bandă avertizoare; în tuburi la traversări (NTE 007/08/00)
Verificare	Cădere de tensiune cumulată invertor → TG ≤ 3%; stabilitate termică la scurtcircuit

FT-09. Întrerupătoarele automate

Parametru	Cerință minimă
Standard	SR EN 60947-2
Tip	Întrerupătoare în carcasă turnată, cu declanșator electronic reglabil
Capacitate de rupere	≥ curentul de scurtcircuit calculat la punctul de montaj
Selectivitate	Selectivitate verificată între TDPV și TG
Accesorii	Contacte auxiliare de stare și declanșare, pentru EMS

FT-10. Dispozitivele de protecție la supratensiuni

Loc	Tip
TDPV, bare principale	Tip 1+2 AC, conform SR EN 61643-11
Intrările DC ale invertoarelor	Tip 2 DC, 1.100 V, conform SR EN 61643-31 (tip 1+2 dacă nu se respectă distanța de separare față de paratrăsnet)
TD-PdC și tablourile de comandă	Tip 2 AC
Liniile de comunicație	Protecții pentru linii de date, la intrarea în tablouri

FT-11. Releul de protecție de interfață

Parametru	Cerință minimă
Funcții	Tensiune minimă și maximă (inclusiv media pe 10 minute), frecvență minimă și maximă, ROCOF, deplasare de fază
Reglaje	Programabile, cu valorile din ATR și SR EN 50549-1
Acțiune	Pe bobina de declanșare a întrerupătorului general al TDPV
Autotest	Integrat, cu semnalizarea defectului și declanșare la pierderea alimentării proprii

Parametru	Cerință minimă
Certificare	Conform cerințelor operatorului de distribuție

FT-12. Priza de pământ și instalația de paratrăsnet

Element	Cerință minimă
Conturul prizei	Bandă din oțel zincat 40 × 4 mm, la 0,8 m adâncime, în jurul câmpului și în lungul rândurilor
Electrozi	Țevi sau bare din oțel zincat, de cel puțin 2 m
Legături	Fiecare masă, TDPV, unitățile de stocare, invertoarele și carportul, legate la priză
Rezistența de dispersie	Conform I7/2011 și SR EN 62305-3, măsurată la recepție
Paratrăsnet	După evaluarea riscului (SR EN 62305-2); captatoare cu distanță de separare față de module, dacă sunt necesare

Anexa 3 – Fișe tehnice: stocare, management al energiei, măsurare

Fișa de parametri minimi P_PV, P_stoc, E_stoc (cerută de ghid la depunere)

Parametru minim asumat	S1 (recomandat)	S2
P_PV, puterea instalată a centralei fotovoltaice	399,32 kWp	399,32 kWp
P_stoc, puterea nominală de încărcare/descărcare	≥ 400 kW	≥ 400 kW
E_stoc, capacitatea nominală	≥ 1.075 kWh	≥ 1.505 kWh
R_P = P_stoc / P_PV	≥ 1,00	≥ 1,00
E_stoc / P_PV	2,69 h	3,77 h

FT-13. Unitatea de stocare

Parametru	Cerință minimă
Cantitate	S1: 5 unități; S2: 7 unități
Capacitate nominală pe unitate	≥ 215 kWh
Chimia celulelor	Litiu-fier-fosfat (LFP)
Adâncime de descărcare utilizabilă	≥ 90%
Randament dus-întors (AC–AC)	≥ 88%

Parametru	Cerință minimă
Durabilitate	≥ 6.000 de cicluri până la 80% din capacitatea inițială
Sistemul de gestionare (BMS)	Monitorizare pe celulă, echilibrare, protecții la supraîncărcare, descărcare profundă, supracurent și temperatură
Controlul termic	Climatizare sau răcire cu lichid; temperatura celulelor menținută în domeniul recomandat
Protecția la incendiu	Detecție de gaze de ardere și fum, stingere automată, eliberarea presiunii (panouri de deflagrație)
Carcasa	De exterior, ≥ IP55, funcționare la −20 … +45 °C
Standarde	SR EN IEC 62619; seria SR EN IEC 62933 (inclusiv siguranța); UN 38.3; raport de propagare a ambalării termice (de exemplu UL 9540A sau echivalent)
Regulamentul (UE) 2023/1542	Documentație și marcaje pentru baterii industriale
Garanție	≥ 10 ani sau un număr garantat de cicluri, cu capacitate minimă garantată la final

FT-14. Convertorul bateriei (PCS)

Parametru	Cerință minimă
Putere nominală totală	≥ 400 kW (S1: ≥ 80 kW pe unitate; S2: ≥ 58 kW pe unitate)
Tip	Bidirecțional, trifazat, 3 × 400 V, 50 Hz
Randament maxim	≥ 97%
Putere reactivă	Capabil să furnizeze putere reactivă și noaptea, la comanda EMS
Protecții	Anti-insularizare; conformitate cu SR EN 50549-1 și cu Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018
Încărcarea din rețea	Dezactivabilă prin configurare, cu protecție la modificare
Comunicație	Modbus TCP cu EMS

FT-15. Platforma bateriei

Parametru	Cerință minimă
Fundare	Dală din beton armat, calculată pentru greutatea unităților
Dimensiuni	12,0 × 3,0 m (planul P01), pentru 5 unități (S1) sau 7 unități (S2), cu distanțele cerute de producător și de scenariul de securitate la incendiu
Ape	Pantă și rigole pentru scurgerea apelor
Cabluri	Canale și goluri de trecere sub unități
Acces	Din calea de acces din nordul incintei, pentru întreținere și intervenție

FT-16. Controlerul de centrală (EMS)

Funcție	Cerință
Limitarea injecției	Plafonare dinamică la valoarea setată (≤ 400 kW), cu buclă de reglaj sub 1 secundă
Injecție zero	Mod disponibil, dacă ATR-ul este fără injecție
Gestionarea bateriei	Încărcare numai din surplusul PV; descărcare numai spre consumul local
Putere reactivă	Reglarea factorului de putere la punctul de delimitare (≥ 0,95)
Grupul electrogen	Intrare de stare de la AAR; confirmarea deconectării
Pompele de căldură	Ieșire de semnal de surplus spre automatizarea centralei termice
Siguranța	La pierderea măsurării sau a comunicației, comandă injecție zero
Alimentare	Din UPS propriu, cu autonomie de cel puțin 1 oră
Interfețe	Modbus TCP, RS485; jurnal de evenimente

FT-17. Analizorul de rețea la punctul de delimitare

Parametru	Cerință minimă
Clasa de precizie	0,5S pentru energie activă
Mărimi	Putere activă și reactivă în ambele sensuri, tensiuni, curenți, factor de putere, armonici
Transformatoare de curent	Proprii, clasa 0,5S, dimensionate pentru curentul punctului de racord
Comunicație	Modbus TCP, cu actualizare sub 1 secundă pentru EMS

FT-18. Contoarele beneficiarului

Contor	Cerință minimă
Producția PV	Trifazat, aprobat MID, clasa B, prin transformatoare de curent, comunicație Modbus
Bateria (încărcare/descărcare)	Bidirecțional, aprobat MID, clasa B, comunicație Modbus
Pompele de căldură	Aprobat MID, clasa B, comunicație Modbus

FT-19. Platforma de monitorizare

Funcție	Cerință
Afișare	Producție, consum, stocare, injecție, pompe de căldură, în timp real și istoric
Rapoarte	Lunare și anuale: I.2, I.3, I.5, R_ac, cota pompelor de căldură, autoconsum
Alarme	Prin e-mail sau SMS, la defecte și la abateri de producție
Stocarea datelor	Pe toată durata monitorizării cerute de contractul de finanțare, cu export CSV
Acces	Conturi nominale pentru spital, proiectant și mentenanță; acces de la distanță prin VPN

FT-20. Senzorii meteo

Senzor	Cerință minimă
Iradianță în planul modulelor (sol, 30°)	Piranometru clasa B (ISO 9060) sau celulă de referință calibrată
Temperatura modulelor	Senzor PT100/PT1000 pe spatele unui modul
Temperatura aerului	Senzor cu ecran de radiație
Legătură	Spre EMS, Modbus

FT-21. Rețeaua de comunicații

Element	**Cerință minimă**
Legătura câmp – TDPV – TG	Fibră optică sau FTP cat. 6 ecranat, în tub separat de cablurile de forță
Echipamente	Switch industrial, router cu firewall și VPN

Element	**Cerință minimă**
Separare	Rețea separată de rețeaua medicală și administrativă a spitalului

Anexa 4 – Fișe tehnice: pompe de căldură și echipamente termice

FT-22. Pompa de căldură aer-apă

Parametru	Cerință minimă
Cantitate	2 unități, funcționare în cascadă
Tip	Aer-apă, monobloc, de exterior
Putere termică pe unitate	≥ 60 kW la A-7/W55 (SR EN 14511-2); total ≥ 120 kW (I.7)
SCOP	≥ 3,5, zona climatică medie, aplicație la 55 °C (SR EN 14825)
Proiectare ecologică și etichetare	Regulamentul (UE) nr. 813/2013 și Regulamentul delegat (UE) nr. 811/2013
Compresor	Cu turație variabilă, modulare continuă
Temperatura maximă pe tur	≥ 65 °C
Domeniul de funcționare la încălzire	−20 … +35 °C temperatură exterioară
Agent frigorific	GWP ≤ 150, de preferință natural; Regulamentul (UE) 2024/573; SR EN 378-1–4
Degivrare	Automată
Zgomot	Putere acustică declarată conform SR EN 12102-1; limitele din SR 10009:2017 și Ordinul ministrului sănătății nr. 119/2014 la saloane
Alimentare	3 × 400 V, 50 Hz; compatibilitate electromagnetică conform seriei SR EN 61000
Comunicație	Modbus sau BACnet, cu automatizarea centralei
Garanție	≥ 5 ani pentru compresor

FT-23. Vasul tampon

Parametru	Cerință minimă
Volum	≥ 3.000 l

Parametru	Cerință minimă
Presiune / temperatură	PN 6 / 95 °C
Izolație	≥ 100 mm, cu manta
Echipare	Teci pentru senzori pe 3 niveluri, aerisire, golire

FT-24. Schimbătorul de căldură cu plăci

Parametru	Cerință minimă
Putere	≥ 165 kW
Material	Plăci din oțel inoxidabil, garnituri pentru glicol
Pierdere de sarcină	≤ 30 kPa pe fiecare circuit
Diferența minimă de temperatură	≤ 3 K

FT-25. Pompele de circulație

Parametru	Cerință minimă
Tip	Electronice, cu turație variabilă
Eficiență	EEI ≤ 0,23 (Regulamentul (CE) nr. 641/2009)
Circuitul cu glicol	Compatibile cu soluție de glicol de până la 40%
Comandă	Din automatizarea centralei

FT-26. Automatizarea centralei termice

Funcție	Cerință
Cascadă	Prioritate pentru pompele de căldură; cazanul pornește numai la nevoie
Reglaj	Curbă de încălzire după temperatura exterioară; program orar
Surplus PV	Creșterea temperaturii în vasul tampon la semnalul EMS
Grupul electrogen	Oprirea pompelor de căldură și trecerea pe cazan
Date	Înregistrare orară a căldurii și a energiei electrice; raport lunar cu factorul de performanță și cota pompelor
Comunicație	Cu EMS și cu platforma de monitorizare

FT-27. Contoarele de energie termică

Loc	Cerință minimă

Loc	Cerință minimă
Ieșirea pompelor de căldură	Clasa 2, SR EN 1434, aprobat MID, M-Bus sau Modbus
Ieșirea cazanului	Clasa 2, SR EN 1434, aprobat MID

FT-28. Tabloul pompelor de căldură (TD-PdC)

Parametru	Cerință minimă
Standard	SR EN 61439-1 și -2
Întrerupător general	125 A
Plecări	Câte una pe pompă de căldură, cu protecție diferențială de tipul cerut de producător; circuite auxiliare
Deconectarea pe grup	Contactor comandat de AAR
Măsurare	Contor MID cu comunicație Modbus
Protecție la supratensiuni	Descărcător tip 2

FT-29. Circuitul hidraulic și accesoriile

Element	Cerință minimă
Conducte	Oțel sau oțel inoxidabil, izolate termic; la exterior, izolație cu manta rezistentă la UV
Agentul în circuitul exterior	Soluție de glicol, pentru protecția la îngheț până la −25 °C
Siguranță	Supape de siguranță, vase de expansiune, separatoare de aer și de impurități
Echilibrare	Robinete de echilibrare și de izolare pe fiecare unitate

Rezumat pentru condițiile din ghid privind pompele de căldură

Condiție	Valoare asumată
Capacitate nominală (I.7)	120 kW
SCOP	≥ 3,5 (zona climatică medie)
Cota din căldura utilă înlocuită	≥ 50% (calculat: 74,9%)
Soluție unitară	Da, la centrala C9, pentru toate clădirile
Comandă centralizată	Da (FT-26)

Condiție	Valoare asumată
Funcția principală	Încălzirea spațiilor

Anexa 5 – Calcule justificative

Calculele folosesc valorile tipice ale modulului de 745 Wp și ale invertorului de 100 kW din capitolele 5 și 6. În proiectul tehnic se refac cu fișele echipamentelor ofertate, cu lungimile din ridicarea topografică și cu datele din ATR.

A5.1 Tensiunile stringurilor

Formulele folosite:

- tensiunea în gol la temperatura minimă: $V_{oc}(T_{min}) = n \times V_{oc} \times [1 + \beta V_{oc} \times (T_{min} - 25)]$;
- tensiunea de lucru la temperatura maximă în celulă: $V_{mp}(T_{max}) = n \times V_{mp} \times [1 + \beta V_{mp} \times (T_{max} - 25)]$.

Cu V_{oc} = 52,0 V, V_{mp} = 43,6 V, βV_{oc} = −0,25%/K, βV_{mp} = −0,30%/K, T_{min} = −20 °C și T_{max} = 70 °C, rezultă pe modul: V_{oc}(−20 °C) = 57,85 V, V_{mp}(70 °C) = 37,71 V și V_{mp}(−20 °C) = 49,49 V.

Mărime	16 module	18 module	19 module	20 de module	Limită
V_{oc} la −20 °C	926 V	1.041 V	1.099 V	1.157 V	≤ 1.100 V
V_{mp} la 70 °C	603 V	679 V	717 V	754 V	≥ 200 V
V_{mp} la −20 °C	792 V	891 V	940 V	990 V	≤ 1.000 V
V_{mp} la STC	698 V	785 V	828 V	872 V	–
Verificare	Da	Da	Da, fără rezervă	Nu (V_{oc})	–

Numărul maxim de module în serie: $n \leq 1.100 / 57,85 = 19,01$, deci 19. Se aleg stringuri de 18 module, cu o rezervă de 5,3% față de tensiunea maximă a invertorului, și două stringuri de 16 module la INV3, pentru a ajunge la cele 428 de module de pe sol.

A5.2 Curenții în curent continuu

Mărime	Calcul	Valoare
I_{sc} la 70 °C	18,60 × [1 + 0,04%/K × 45 K]	18,93 A
Curentul de calcul al cablului de string (IEC 62548)	1,25 × 18,60 A	23,3 A

Mărime	Calcul	Valoare
Curentul de scurtcircuit pe MPPT, 2 stringuri	2 × 18,60 A	37,2 A
Curentul de calcul pe MPPT	1,25 × 37,2 A	46,5 A
Curentul invers maxim printr-un string (2 stringuri pe MPPT)	(2 − 1) × 1,25 × 18,60 A	23,3 A

Curentul invers maxim de 23,3 A este mai mic decât siguranța serie maximă admisă de modul, de cel puțin 30 A (fișa FT-01). De aceea siguranțele de string nu sunt necesare. Cablul H1Z2Z2-K de 6 mm² are o capacitate de transport de circa 70 A pozat în aer liber (anexa A din SR EN 50618), de trei ori mai mare decât curentul de calcul.

A5.3 Căderea de tensiune și pierderile în curent continuu

Formula: $\Delta U = 2 \times L \times Imp \times \rho 70 / S$, cu $\rho 70 = 0{,}0216\ \Omega \cdot mm^2/m$ (cupru la 70 °C) și Imp = 17,10 A. Procentul se raportează la tensiunea stringului de 18 module la STC, de 785 V.

Lungimea traseului (dus)	Secțiune	ΔU	ΔU (%)	Pierdere pe string
40 m	6 mm²	4,92 V	0,63%	84 W
60 m	6 mm²	7,39 V	0,94%	126 W
80 m	6 mm²	9,85 V	1,26%	168 W
100 m	6 mm²	12,31 V	1,57%	211 W
100 m	10 mm²	7,39 V	0,94%	126 W

Cu 24 de stringuri pe sol la circa 80 m (6 mm²) și 6 stringuri pe carport la circa 40 m (6 mm²), pierderea la STC este de circa 4,0 + 0,5 = 4,5 kW, adică 1,1% din puterea instalată. Pierderea anuală de energie este mai mică, pentru că pierderile scad cu pătratul curentului. Ea este cuprinsă în pierderile de sistem de 14% din simularea PVGIS. Pentru stringurile de pe sol mai lungi de 80 m se trece la 10 mm².

A5.4 Curenții de calcul în curent alternativ

Formula: $IB = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi)$, cu U = 400 V. Se verifică pe fiecare circuit condiția IB ≤ In ≤ Iz, unde In este curentul nominal al întrerupătorului, iar Iz este curentul admisibil al cablului după factorii de corecție pentru pozare, temperatură și grupare (I7/2011, NTE 007/08/00).

Circuit	Putere	IB, cos φ = 1	IB, cos φ = 0,95	In	Cablu
Invertor → TDPV (fiecare)	100 kW	144,3 A	151,9 A	200 A	CYABY 3×95+50 mm²

Circuit	Putere	IB, cos φ = 1	IB, cos φ = 0,95	In	Cablu
TDPV → TG	400 kW	577,4 A	607,7 A	630 A	2 × CYABY 3×240+120 mm²
Unitate de stocare S1 (minim)	80 kW	115,5 A	121,6 A	după PCS	după PCS
Unitate de stocare S2 (minim)	58 kW	83,7 A	88,1 A	după PCS	după PCS
TG → TD-PdC	70 kW	–	106,3 A	125 A	CYABY 3×70+35 mm²

Puterea pe legătura TDPV – TG nu depășește 400 kW. Bateria se descarcă numai pentru diferența dintre consum și producție, iar sistemul de management limitează suplimentar puterea la ieșirea TDPV la 400 kW. Curentul admisibil al fiecărui cablu, după factorii de corecție, trebuie să fie de cel puțin 200 A la circuitele invertoarelor și de cel puțin 315 A pe fiecare cablu al legăturii TDPV – TG. Valorile se iau din tabelele producătorului de cablu, la proiectul tehnic.

A5.5 Căderea de tensiune în curent alternativ

Formula: $\Delta U = \sqrt{3} \times IB \times L \times (R \times \cos\varphi + X \times \sin\varphi)$, cu rezistența conductorului la 70 °C și X = 0,08 Ω/km.

Circuit	Secțiune	L	ΔU	ΔU (%)	Pierderi la putere nominală
Invertor → TDPV	3×95 mm²	40 m	2,32 V	0,58%	0,6 kW
Invertor → TDPV	3×95 mm²	60 m	3,47 V	0,87%	0,9 kW
TDPV → TG	2 × 3×240 mm²	100 m	4,52 V	1,13%	4,5 kW
TDPV → TG	2 × 3×240 mm²	150 m	6,79 V	1,70%	6,8 kW
TDPV → TG	2 × 3×240 mm²	200 m	9,05 V	2,26%	9,1 kW
TDPV → TG	3 × 3×240 mm²	200 m	6,03 V	1,51%	6,0 kW
TG → TD-PdC	3×50 mm²	100 m	8,59 V	2,15%	–
TG → TD-PdC	3×70 mm²	100 m	6,09 V	1,52%	–
TG → TD-PdC	3×70 mm²	150 m	9,13 V	2,28%	–

Căderea cumulată de la invertor la TG, în cazul cel mai defavorabil (60 m + 200 m), este de 0,87% + 2,26% = 3,13% cu două cabluri în paralel. Cu două cabluri, limita de 3% se respectă până la circa 180 m. Peste această lungime se pun trei cabluri în paralel, iar căderea cumulată

scade la 0,87% + 1,51% = 2,38%. Pentru pompele de căldură se alege 3×70+35 mm², cu cădere sub 2,3% până la 150 m.

A5.6 Curentul de scurtcircuit și stabilitatea termică

Curentul de scurtcircuit trifazat la barele de 0,4 kV ale postului de transformare se estimează acoperitor, fără impedanța rețelei de medie tensiune și a cablurilor: Ik3 = c × Sn / (√3 × Un × uk), cu c = 1,05.

Transformatorul din post	uk	Ik3 la barele de 0,4 kV
400 kVA	4%	15,2 kA
630 kVA	4%	23,9 kA
630 kVA	6%	15,9 kA
1.000 kVA	6%	25,3 kA

La acest curent se adaugă contribuția invertoarelor și a convertoarelor bateriei, de circa 1,1–1,5 × curentul nominal, adică sub 2 kA în total. Capacitatea de rupere minimă de 25 kA acoperă transformatoarele de până la 630 kVA. Dacă postul are un transformator de 1.000 kVA sau mai mare, aparatajul din TG și din TDPV se alege de cel puțin 36 kA. Puterea transformatorului și impedanța rețelei se iau din ATR.

Stabilitatea termică a cablurilor la scurtcircuit: Smin = Ik × √t / k, cu k = 115 pentru cupru izolat cu PVC. Pentru Ik = 25 kA și t = 0,1 s rezultă Smin = 68,7 mm². Toate cablurile racordate direct la TG au cel puțin 70 mm². Pentru cablurile cu secțiune mai mică se folosesc întrerupătoare limitatoare, iar energia I²t lăsată să treacă se verifică la proiectul tehnic.

Postul care alimentează spitalul este aerian, pe stâlp, iar sosirea în TG este protejată de un întrerupător de 400 A. Puterea transformatorului se ia din ATR. Aparatajul nou se alege cu capacitatea de rupere de cel puțin 25 kA, valoare care acoperă transformatoarele de până la 630 kVA.

A5.7 Protecția la atingere indirectă

În schema TN-S din aval de TG, deconectarea automată trebuie să aibă loc în cel mult 5 s pe circuitele de distribuție și în cel mult 0,4 s pe circuitele finale de până la 32 A (SR HD 60364-4-41, I7/2011). Condiția Zs × Ia ≤ U0 se verifică prin calcul la proiectul tehnic și prin măsurarea impedanței buclei la recepție.

A5.8 Bilanțul energetic și indicatorii de autoconsum

Mărime	Calcul	Valoare
AC.1 – C_an	Suma celor 12 facturi, august 2025 – iulie 2026	343.287 kWh/an

Mărime	Calcul	Valoare
Consumul suplimentar al pompelor de căldură	746,6 MWh căldură / SCOP 3,5	213.309 kWh/an
Consumul de referință pentru AC.3	343.287 + 213.309	556.596 kWh/an
AC.2 – P_an	318,86 kWp × 1.255,83 + 80,46 kWp × 1.194,19	496.518 kWh/an
AC.3 – R_ac	496.518 / 556.596	0,892 ≤ 1,10
R_ac numai față de C_an (pentru informare)	496.518 / 343.287	1,446
Producția maximă admisă	1,10 × 556.596	612.256 kWh/an
Rezerva față de limită	612.256 − 496.518	115.738 kWh/an

Fără consumul pompelor de căldură, R_ac ar fi 1,446, peste limita de 1,10. Ghidul permite includerea consumului viitor al pompelor de căldură, dacă este justificat prin audit. Auditul electroenergetic al spitalului face această justificare, prin simulare orară pe datele climatice ERA5.

A5.9 Dimensionarea stocării (AC.4, AC.5)

Mărime	Calcul	S1	S2
Limita inferioară E_stoc	2 h × 399,32 kW	798,6 kWh	798,6 kWh
Limita superioară E_stoc	4 h × 399,32 kW	1.597,3 kWh	1.597,3 kWh
E_stoc ales	n × 215 kWh	1.075 kWh	1.505 kWh
Durata la P_PV	E_stoc / 399,32 kW	2,69 h	3,77 h
AC.4 – R_P	P_stoc / P_PV = 400 / 399,32	1,0017	1,0017
Puterea minimă pe unitate	400 kW / n	80 kW	58 kW
Capacitate utilă	90% × E_stoc	967,5 kWh	1.354,5 kWh
Randamentul ciclului, din simulare	Descărcat / încărcat	138,6 / 154,9 = 89,5%	143,3 / 160,5 = 89,3%
Cicluri echivalente pe an	Energie descărcată / capacitate utilă	143	106
Ani până la 6.000 de cicluri	6.000 / cicluri pe an	42	57

În ambele scenarii, durata de viață este limitată de îmbătrânirea calendaristică a celulelor, de circa 15–20 de ani, nu de numărul de cicluri.

A5.10 Indicatorii de realizare I.1 – I.7

Indicator	Formula din ghid	S1	S2
I.1 – Capacitate nou instalată (MW)	Minimul dintre puterea AC a invertoarelor (0,400 MW) și puterea în panouri (0,39932 MW)	0,39932	0,39932
I.2 – Reducerea emisiilor (t CO2/an)	P_an × 0,5885 t CO2/MWh = 496,518 × 0,5885	292,20	292,20
I.3 – Producția medie (MWh/an)	Simulare PVGIS	496,518	496,518
I.4 – Producția totală (MWh)	I.3 × 20 de ani	9.930,36	9.930,36
I.5 – Factorul de capacitate (%)	I.3 / (I.1 × 8.760 h) × 100 = 496,518 / 3.498,04 × 100	14,19	14,19
I.6 – Capacitatea de stocare (MWh)	E_stoc	1,075	1,505
I.7 – Pompe de căldură (kW)	2 × 60 kW	120	120

Plafonul costurilor eligibile pentru proiectele cu pompe de căldură este de 1.100.000 euro/MW × 0,39932 MW = 439.252 euro, fără TVA.

A5.11 Producția pe invertor

Invertor	Stringuri	Module	Putere DC	Raport DC/AC	Producție anuală
INV1	8 × 18, sol	144	107,28 kWp	1,073	134.725 kWh
INV2	8 × 18, sol	144	107,28 kWp	1,073	134.725 kWh
INV3	6 × 18 + 2 × 16, sol	140	104,30 kWp	1,043	130.983 kWh
INV4	6 × 18, carport	108	80,46 kWp	0,805	96.085 kWh
Total	30	536	399,32 kWp	0,998	496.518 kWh

Cu un raport DC/AC de cel mult 1,07 și cu pierderile de sistem de 14%, puterea AC a invertoarelor depășește rar 100 kW. Limitarea producției la puterea invertorului este neglijabilă, deci rezultatul PVGIS nu trebuie corectat.

A5.12 Alimentarea pompelor de căldură

Mărime	Valoare

Mărime	Valoare
Puterea electrică maximă, 2 unități (A-7/W55, cu ventilatoare și pompe)	circa 2 × 35 kW = 70 kW
Curentul de calcul (cos φ = 0,95)	106,3 A
Întrerupătorul general TD-PdC	125 A
Cablul	CYABY 3×70+35 mm² Cu
Căderea de tensiune la 150 m	2,28%
Puterea maximă a spitalului după montarea pompelor	Circa 130 kW, adică 47% din capacitatea întrerupătorului general al TG (277 kVA); pompele se pot limita din automatizare la vârful de consum

A5.13 Verificarea legăturii existente dintre post și tabloul general

Mărime	Valoare
Curentul nominal al întrerupătorului general din TG	400 A
Puterea aparentă corespunzătoare, S = √3 × 400 V × 400 A	277,1 kVA
Transformatoarele de curent ale grupului de măsurare (constanta 80)	400/5 A
Consumul orar maxim simulat, fără / cu pompele de căldură	61,1 kW / 107,4 kW
Vârful instantaneu estimat, cu pompele de căldură	circa 130 kW, adică 47% din 277 kVA
Injecția orară maximă simulată, fără limitare	297,3 kW, adică 107% din 277 kVA
Reglajul limitării injecției în sistemul de management	250 kW, adică 90% din 277 kVA; 361 A la cos φ = 1
Orele în care injecția ar depăși 250 kW	74 de ore pe an
Energia limitată	0,81 MWh/an, adică 0,16% din producția de 496,5 MWh/an
Energia livrată în rețea, S1 / S2	144,3 / 138,7 MWh/an (fără limitare: 145,1 / 139,5 MWh/an)
Venitul pierdut, la 0,35 lei/kWh	circa 280 lei/an

Calculul folosește simularea orară din capitolul 7.5 (rezultatele simulării orare), cu aceeași producție, același consum și aceeași strategie a bateriei; se schimbă numai limita de injecție. Energia consumată direct (196,5 MWh/an) și energia descărcată din baterie (138,6 MWh/an la S1) rămân aceleași.

Anexa 6 – Semnături și verificare

Colectivul de elaborare

Specialitatea	Nume	Calificare	Semnătura
Șef de proiect; instalații electrice: centrala fotovoltaică, stocarea, racordarea, protecțiile, managementul energiei și măsurarea	ing. Laurențiu Măgureanu	Electrician autorizat ANRE, gradele IVA și IVB	
Structuri și fundații: structura de pe sol, carportul, platforma bateriei	ing. Gabriel Hriscu	Inginer constructor	
Instalații termice: pompele de căldură și centrala termică (cap. 8, anexa 4)	ing. Cristian Pârvulescu	Proiectant instalații termice și de ventilație	
Proiectant general	ENINVEST HOLDING REALTO S.R.L., prin Cătălin Gheorghe Cazan	Reprezentantul proiectantului general	

Declarația proiectantului de specialitate

Subsemnatul, ing. Laurențiu Măgureanu, electrician autorizat ANRE gradele IVA și IVB conform Regulamentului pentru autorizarea electricienilor (Ordinul ANRE nr. 66/2023), declar că:

1. Soluția tehnică din acest memoriu respectă Ghidul solicitantului FM pentru autoconsum la entități publice, versiunea 09.09.2026, așa cum arată capitolul 14.
2. Soluția respectă reglementările ANRE în vigoare la 06.11.2026, enumerate în capitolul 2, în special regulamentul de racordare (Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările ulterioare), conținutul ATR (Ordinul ANRE nr. 74/2014), Norma tehnică pentru racordarea modulelor generatoare (Ordinul ANRE nr. 208/2018) și metodologia pentru prosumatori (Ordinul ANRE nr. 15/2022).
3. Valorile din fișele tehnice (anexele 1–4) sunt cerințe minime. Echipamentele ofertate se verifică față de ele.

4. Lungimile cablurilor, secțiunile definitive, reglajele protecțiilor și capacitatea de rupere a aparatajului se stabilesc în proiectul tehnic, pe baza ridicării topografice, a ATR-ului și a schemei existente a tabloului general, după metodele din anexa 5.

Verificarea proiectului și execuția

Etapa	Cine	Baza
Proiectul tehnic de execuție	Verificatori de proiecte atestați pentru cerințele fundamentale aplicabile: instalații electrice, instalații termice, rezistență și stabilitate, securitate la incendiu	Legea nr. 169/2026 (Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor)
Instalația de racordare	Operatorul de distribuție sau un proiectant și executant atestat ANRE, ales de utilizator	Ordinul ANRE nr. 59/2013
Execuția instalației de utilizare	Operator economic atestat ANRE pentru instalații electrice de joasă tensiune, cu electricieni autorizați de gradul corespunzător	Ordinul ANRE nr. 66/2023
Recepția și punerea în funcțiune	Beneficiarul, proiectantul, executantul și operatorul de distribuție, pe baza probelor din capitolul 16	HG nr. 343/2017; SR EN 62446-1

Data: noiembrie 2026

ENINVEST HOLDING REALTO S.R.L.

Măgureanu Laurențiu