

STUDIU DE PREFEZABILITATE

ANALIZA SOLUȚIILOR PRIVIND INTEGRAREA CENTRALELOR FOTOVOLTAICE ÎN REȚELELE ELECTRICE ALE Î. M. «REGIA TRANSPORT ELECTRIC»



Beneficiarul lucrării: Direcția Generală Mobilitate Urbană

Chișinău 2024

CUPRINS:

REZUMAT	3
1. ASPECTE GENERALE	7
1.1. Scopul studiului.....	7
1.2. Particularitățile transportului public	7
1.3. Descriere generală a Î. M. «Regia Transport Electric»	10
2. OPȚIUNI DE VALORIFICARE A POTENȚIALULUI FOTOVOLTAIC	13
2.1. Potențialul fotovoltaic al Republicii Moldova	13
2.2. Soluții tehnice de valorificare a potențialului fotovoltaic	14
3. INFRASTRUCTURA EXISTENTĂ DIN GESTIUNEA Î. M. «REGIA TRANSPORT ELECTRIC».....	17
3.1. Descrierea echipamentului electric existent.....	17
3.2. Parcul de troleibuze nr. 1	20
3.3. Parcul de troleibuze nr.2	23
3.4. Parcul de troleibuze nr.3	25
3.5. Atelierul de reparații mecanice.....	28
3.6. Stațiile de tracțiune și rețelele de contact.....	31
4. SOLUȚII DE RACORDARE	37
4.1. Analiza regimurilor de funcționare a centralelor fotovoltaice	37
4.2. Centrala fotovoltaică a Parcului de troleibuze nr. 1	45
4.3. Centrala fotovoltaică a Parcului de troleibuze nr. 2	47
4.4. Centrala fotovoltaică a Parcului de troleibuze nr. 3	50
4.5. Centrala fotovoltaică a Atelierului de reparații mecanice	52
4.6. Soluția tehnică în cazul generării directe a energiei în rețeaua de contact	57
5. CONSIDERAȚII PRIVIND FEZABILITATEA TEHNICO-ECONOMICĂ ȘI ASPECTE DE REGLEMENTARE	60
5.1. Cadrul de reglementare existent și potențiale aspecte cu impact asupra soluțiilor identificate în studiu	60
5.2. Scenarii utilizate pentru realizarea simulărilor privind fezabilitatea tehnico- economică a instalării centralelor fotovoltaice.....	64
5.3. Realizarea calculelor și prezentarea rezultatelor	67
5.4. Analiza rezultatelor obținute și concluzii aferente	73
CONCLUZII	78
BIBLIOGRAFIE	80
ANEXE	81
Anexa 1.....	81
Anexa 2.....	85

REZUMAT

Analiza aspectelor tehnice și economice privind integrarea centralelor electrice fotovoltaice în rețelele electrice ale Î. M. «Regia Transport Electric» (RTEC), ce ar putea fi amplasate pe acoperișurile clădirilor parcurilor de troleibuze și atelierului de reparații mecanice, în sensul producerii energiei pentru alimentarea serviciilor proprii, reprezintă scopul realizării prezentului studiu.

Pentru alimentarea cu energie electrică a transportului electric urban RTEC dispune de o infrastructură tehnică specială, care cuprinde 42 stații de tracțiune de alimentare în curent continuu cu tensiunea $\pm 600V$ cu puterea totală instalată de peste 80 MW și asigură transportul pasagerilor în orașul Chișinău și unele suburbii.

Obiectele țintă ale acestui studiu sunt Parcurile de troleibuze nr. 1, 2 și 3, inclusiv Atelierul de Reparații Mecanice aflate în gestiunea RTEC, care dispun de o suprafață totală a acestor obiecte de circa 12,6 ha, iar suprafața totală a acoperișurilor potențiale instalării panourilor fotovoltaice este de 24 406 m².

Pentru a stabili tehnologia optimă de valorificare a potențialului solar vor fi analizate trei tipuri de centrale fotovoltaice prin care poate fi generată energia electrică: centrală de tip on-grid, centrală de tip off-grid și centrală de tip hibrid. Se vor face simulări pentru toate entitățile analizate în cazul generării energiei în rețelele de tensiune alternative. La fel, va fi descrisă soluția tehnică în cazul generării directe a energiei în rețeaua de contact.

Pentru fiecare scenariu se va analiza fezabilitatea tehnică prin prisma infrastructurii existente și tehnologiilor din domeniul energiei solare disponibile la zi. La fel, se va analiza și fezabilitatea economică având la bază componenta investițională pe fiecare scenariu, dinamica consumului de energie electrică a parcurilor de troleibuze, atelierului de reparație mecanică și stațiilor de tracțiune conexe și evoluția pieței energiei electrice din Moldova.

Și nu în ultimul rând se va analiza cadrul de reglementare existent și se vor descrie potențiale aspecte cu impact asupra soluțiilor identificate în studiu, fiind menționate concluziile și recomandările de rigoare.

Lista Figurilor:

Figura 1.1. Schema traseelor troleibuzelor din municipiul Chișinău	10
Figura 1.2. Planul de amplasare a stațiilor de tracțiune în municipiul Chișinău	11
Figura 2.1. Potențialul energetic solar și iradierea orizontală a Moldovei	13
Figura 2.2. Centrală fotovoltaică on-grid	14
Figura 2.3. Centrală fotovoltaică off-grid	15
Figura 2.4. Centrală fotovoltaică Hibrid	16
Figura 3.1. Structura generală a stațiilor existente de tracțiune RTEC	18
Figura 3.2. Schema electrică de principiu a unei stații de tracțiune cu două agregate de redresare	18
Figura 3.3. Planul de amplasare a parcurilor de troleibuze și a atelierului de reparații mecanice din municipiul Chișinău	19
Figura 3.4. Amplasarea Parcului de troleibuze nr.1	21
Figura 3.5. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a stației de tracțiune nr. 2 și a Parcului de troleibuze nr. 1.....	21
Figura 3.6. Volumul de energie electrică consumată de Parcul de troleibuze nr. 1 pentru anii 2021 - 2023	22
Figura 3.7. Dinamica consumului de energie electrică a Parcului de troleibuze nr. 1 pentru primele 6 luni ale anului 2024	22
Figura 3.7. Amplasarea Parcului de troleibuze nr.2	23
Figura 3.8. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a stației de tracțiune nr. 16 și a Parcului de troleibuze nr. 2	24
Figura 3.9. Volumul de energie electrică consumată de Parcul de troleibuze nr. 2 pentru anii 2021 - 2023	24
Figura 3.10. Dinamica consumului de energie electrică a Parcului de troleibuze nr. 2 pentru primele 6 luni ale anului 2024	25
Figura 3.11. Amplasarea Parcului de troleibuze nr.3	26
Figura 3.12. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a stației de tracțiune nr. 21 și a Parcului de troleibuze nr. 3	26
Figura 3.13. Volumul de energie electrică consumată de Parcul de troleibuze nr. 3 pentru anii 2021 - 2023	27
Figura 3.14. Dinamica consumului de energie electrică a Parcului de troleibuze nr. 3 pentru primele 6 luni ale anului 2024	27
Figura 3.15. Amplasarea Atelierului de reparații mecanice	28
Figura 3.16. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a atelierului de reparație mecanică	29
Figura 3.17. Volumul de energie electrică consumată de Atelierul de Reparații Mecanice pentru anii 2021 - 2023.....	29
Figura 3.18. Dinamica consumului de energie electrică a Atelierului de Reparații Mecanice pentru primele 6 luni ale anului 2024	30
Figura 3.19. Consumul de energie electrică a stațiilor de tracțiune din nemijlocita apropiere a parcurilor de troleibuze și atelierului de reparații mecanice	31
Figura 3.20. Dinamica consumului lunar de energie electrică a parcurilor de troleibuze, atelierului de reparație mecanică și stațiilor de tracțiune conexe pentru prima jumătate a anului 2024 ...	33
Figura 3.21. Secțiunea schemei stației de tracțiune Nr. 2 ce conține rețelele de contact	34
Figura 3.22. Secțiunea schemei stației de tracțiune Nr. 16 ce conține rețelele de contact	34
Figura 3.23. Secțiunea schemei stației de tracțiune Nr. 21 ce conține rețelele de contact	35
Figura 4.1. Volumul de energie electrică total consumat de Parcurile de Troleibuze și Atelierul de Reparații Mecanice pentru anii 2021 - 2023	37
Figura 4.2. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 1.1.	38
Figura 4.3. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 1.2.	39
Figura 4.4. Schema monofilară a soluție de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 1.3.	40
Figura 4.5. Schema monofilară a soluție de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 2.1.	41
Figura 4.6. Schema monofilară a soluție de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 2.2.	41

Figura 4.7. Schema monofilară a soluție de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 2.3.	42
Figura 4.8. Schema monofilară a soluție de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 3.1.	43
Figura 4.9. Schema monofilară a soluție de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 3.2.	44
Figura 4.10. Schema monofilară a soluție de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 3.3.	44
Figura 4.11. Planul Parcului de troleibuze nr. 1 cu evidențierea suprafețelor acoperișurilor potențiale pentru instalarea panourilor fotovoltaice.....	45
Figura 4.12. Schema electrică monofilară de racord a invertoarelor pentru Parcul de troleibuze nr. 1	46
Figura 4.13. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 1 [7]	46
Figura 4.14. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 1 [7]	47
Figura 4.15. Planul Parcului de troleibuze nr. 2 cu evidențierea suprafețelor acoperișurilor potențiale pentru instalarea panourilor fotovoltaice.....	48
Figura 4.16. Schema electrică monofilară de racord a invertoarelor pentru Parcul de troleibuze nr. 2	48
Figura 4.17. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 2 [7]	49
Figura 4.18. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 2 [7]	49
Figura 4.19. Planul Parcului de troleibuze nr. 3 cu evidențierea suprafețelor acoperișurilor potențiale pentru instalarea panourilor fotovoltaice.....	50
Figura 4.20. Schema electrică monofilară de racord a invertoarelor pentru Parcul de troleibuze nr. 3	51
Figura 4.21. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 3 [7]	51
Figura 4.22. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 3 [7]	52
Figura 4.23. Planul Atelierul de Reparații Mecanice cu evidențierea suprafețelor acoperișurilor potențiale pentru instalarea panourilor fotovoltaice	53
Figura 4.24. Schema electrică monofilară de racord a invertoarelor pentru Atelierul de reparații mecanice	53
Figura 4.25. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Atelierului de reparații mecanice [7].....	54
Figura 4.26. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Atelierului de reparații mecanice [7]	54
Figura 4.27. Invertorul Huawei SUN2000-50KTL-M0 [11].....	55
Figura 4.28. Schema de tensiune continuă de racord a panourilor la bornele invertorului	56
Figura 4.29. Curbele randamentului și schema de conexiuni a invertorului [11]	56
Figura 4.30. Convertoare DC/DC SINAMICS DCP [16]	58
Figura 4.31. Întreruptor automat 750 V DC 600 A [17]	59
Figura 5.1. Reprezentarea grafică a VNA obținut pentru obiectivele analizate.....	73
Figura 5.2. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „on-grid”	74
Figura 5.3. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „off-grid”	74
Figura 5.4. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „hibrid”	75
Figura 5.5. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „rețeaua de contact”	76
Figura 5.6. Reprezentarea grafică a indicatorului ROI pentru scenariile analizate	76
Figura A1.1. Schema detaliată de racord a centralei fotovoltaice pentru Parcul de troleibuze nr. 1	81
Figura A1.2. Schema detaliată de racord a centralei fotovoltaice pentru Parcul de troleibuze nr. 2	82
Figura A1.3. Schema detaliată de racord a centralei fotovoltaice pentru Parcul de troleibuze nr. 3	83
Figura A1.4. Schema detaliată de racord a centralei fotovoltaice pentru Atelierului de Reparații Mecanice	84
Figura A2.1. Schema detaliată pentru regimul de generare a energiei direct în rețelele de contact cu sistem de stocare în baterii.....	85
Figura A2.2. Schema detaliată pentru regimul de generare a energiei direct în rețelele de contact fără sistem de stocare în baterii.....	86
Figura A2.3. Schema detaliată pentru regimul de generare a energiei direct în rețelele de contact cu sistem de stocare în baterii (partea de convertoare și sistem de stocare detaliat)	87

Lista Tabelelor:

Tabelul 1. Informații generale despre obiectele țintă.....	19
Tabelul 2. Consumul de energie electrică a stațiilor de tracțiune 2, 16 și 21 pentru anii 2022 – 2023 (secțiunea 1).....	32
Tabelul 3. Consumul de energie electrică a stațiilor de tracțiune 2, 16 și 21 pentru anii 2022 – 2023 (secțiunea 2).....	32
Tabelul 4. Consumul lunar de energie electrică a parcurilor de troleibuze, atelierului de reparație mecanică și stațiilor de tracțiune conexe pentru prima jumătate a anului 2024	33
Tabelul 5. Informații aferente liniilor în cablu racordate la stațiile de tracțiune 2, 16 și 21	35
Tabelul 6. Consumul anual de energie electrică a parcurilor de troleibuze și Atelierului de reparație mecanică	37
Tabelul 7. Datele inițiale și calculate pentru Parcul de troleibuze nr.1	45
Tabelul 8. Datele inițiale și calculate pentru Parcul de troleibuze nr.2	47
Tabelul 9. Datele inițiale și calculate pentru Parcul de troleibuze nr.3	50
Tabelul 10. Datele inițiale și calculate pentru Atelierul de reparații mecanice.....	52
Tabelul 11. Rezultatele simulărilor pentru toate entitățile analizate în cazul generării energiei în rețelele de tensiune alternativă	55
Tabelul 12. Rezultatele calculelor pentru toate entitățile analizate în cazul generării energiei în rețelele de contact (tensiune continuă)	58
Tabelul 13. Date de intrare utilizate pentru calculul fezabilității tehnico-economice.....	65
Tabelul 14. Rezultatele calculelor aferente Parcului de troleibuze nr. 1	69
Tabelul 15. Rezultatele calculelor aferente Parcului de troleibuze nr. 2	70
Tabelul 16. Rezultatele calculelor aferente Parcului de troleibuze nr. 3	71
Tabelul 17. Rezultatele calculelor aferente Atelierului de reparație mecanică	72

1. ASPECTE GENERALE

1.1. Scopul studiului

Studiul are ca scop analiza particularităților tehnice și economice a integrării centralelor electrice fotovoltaice amplasate pe acoperișurile clădirilor parcurilor de troleibuze și atelierului de reparații mecanice, respectiv, producerii energiei pentru alimentarea serviciilor proprii a obiectelor sus-numite, totodată, pe cât este posibil, cu livrarea energiei în rețelele de contact aferente acestora.

1.2. Particularitățile transportului public

Transportul urban de pasageri a reprezentat și continuă să rămână un aspect prioritar al fiecărui oraș. În orașele cu populație relativ mare aceste sisteme sunt obiecte ingineresti extrem de complexe cu o infrastructură foarte dezvoltată și un număr mare de angajați care să asigure mentenanța acestei infrastructuri.

Sistemele de transport public urban oferă oamenilor o modalitate eficientă și accesibilă de a se deplasa în interiorul orașelor. Autobuzele, tramvaiele, metroul și trenurile de navetiști leagă cartierele, locurile de muncă, școlile și zonele de agrement. Oferind opțiuni accesibile și fiabile, transportul public asigură accesul tuturor, indiferent de venit sau capacitate fizică, la servicii și oportunități esențiale, deci reprezintă practic una dintre nevoile fundamentale ale cetățenilor orașului.

Transportul public este unul dintre cele mai sustenabile și mai sigure mijloace de transport. Acesta aduce beneficii întregii societăți, îmbunătățind viața oamenilor, garantând o planetă sănătoasă și stimulând progresul tehnologic, economic și societal. Transportul public și mobilitatea combinată îmbunătățesc coeziunea socială, garantează accesibilitatea financiară și fizică și luptă împotriva schimbărilor climatice.

Sectorul contribuie la dezvoltarea economică a regiunilor și orașelor, creează locuri de muncă și conectează locurile și oamenii. În întreaga lume, orașele își sporesc investițiile în transportul public, mersul pe jos și cu bicicleta. După decenii de politici de promovare a utilizării mașinilor private, acestea redau orașele oamenilor și fac alegerea durabilă.

Sistemele de transport public oferă următoarele avantaje [1]:

Accesibilitate și accesibilitate financiară

Transportul public asigură prețuri accesibile pentru călătorie. Acesta oferă șanse egale tuturor cetățenilor și garantează accesul la servicii esențiale precum școli, spitale și locuri de muncă. Acest lucru se întâmplă la 1/16 din costul deținerii unei mașini personale;

Stil de viață sănătos și activ

Majoritatea călătoriilor cu transportul public implică mersul pe jos sau cu bicicleta. Acestea încurajează un stil de viață sănătos și activ. Călătoriile active au un impact pozitiv asupra diabetului, sănătății mintale, demenței, obezității și reduc riscul de boli cardiovasculare și diferite tipuri de cancer;

Conectarea oamenilor

Transportul public este un spațiu în care oameni din medii diferite se întâlnesc și interacționează. Prin conectarea oamenilor, sectorul consolidează țesutul social în întreaga lume. În vremuri de creștere a inegalităților și a diviziunilor sociale, acest lucru este mai important ca niciodată;

Numărul unu în materie de siguranță

Transportul public este cel mai sigur mod de a călători. La nivel mondial, accidentele rutiere provoacă aproape 1,3 milioane de decese în fiecare an. Pe lângă acestea, 50 de milioane de persoane sunt rănite. Acestea sunt principala cauză de mortalitate a copiilor și tinerilor. Transportul public joacă un rol esențial în orice plan de neutralitate climatică;

Aer curat

Utilizarea sporită a transportului public îmbunătățește calitatea aerului. Acesta produce mult mai puține cantități de poluanți atmosferici per pasager-kilometru decât mobilitatea individuală motorizată. Conform Organizației Mondiale a Sănătății (OMS), poluarea aerului este asociată cu 4,2 milioane de decese premature pe an;

Salvarea planetei

Pe lângă mersul pe jos și cu bicicleta, transportul public este cel mai ecologic mod de deplasare. Pentru mobilitatea zilnică a cetățenilor, este necesar un transfer modal către transportul public colectiv și mobilitatea activă. Realizarea acestui lucru aduce beneficii planetei și fiecărei persoane care trăiește pe ea;

Calitatea vieții urbane

Transportul public scoate mașinile de pe șosea și eliberează spațiu pentru oameni. Mai puține benzi pentru mașini înseamnă mai multă verdeață, infrastructură sigură pentru pietoni și bicicliști și un mediu urban mai liniștit. O investiție în transportul public oferă copiilor spațiu pentru a se juca afară, combate insulele de căldură urbane și îmbunătățește viața în oraș pentru toți;

Reducerea zgomotului

Traficul rutier rămâne cea mai mare sursă de poluare fonică. Aceasta duce la tulburări de somn, hipertensiune arterială și deces prematur. Odată cu transferul modal către transportul public, volumul traficului scade, ceea ce duce la o expunere mai redusă la zgomot;

Inovația

Companiile de transport public au asigurat e-mobilitatea cu mult înainte să discutăm despre mașinile electrice. Metrourele complet autonome sunt în funcțiune de peste 35 de ani. În prezent, telefoanele inteligente facilitează mai mult ca niciodată planificarea călătoriilor și utilizarea transportului public. Întrucât sectorul privește spre viitor, noile domenii de cercetare și dezvoltare includ hidrogenul, inteligența artificială, emiterea transfrontalieră de bilete digitale și vehiculele rutiere autonome;

Stimularea economiei

Transportul public leagă oamenii de locurile de muncă, de formare și de petrecerea timpului liber, sprijină turismul, crește valoarea terenurilor și a proprietăților și contribuie la regenerarea zonelor sărace prin intermediul conexiunilor de transport public;

Locuri de muncă locale

Sectorul transportului public este unul dintre cei mai mari angajatori la nivel local. În mod important, transportul public oferă locuri de muncă locale sigure, care nu pot fi delocalizate în străinătate. Sectorul angajează personal cu origini foarte diverse;

Orașe dinamice

Transportul public menține orașele în mișcare în condiții de siguranță și sustenabilitate. Prin reducerea aglomerației, orașul este mai frumos nu doar pentru utilizatorii transportului public. Îmbunătățește viața pietonilor, a bicicliștilor și chiar a celor care încă mai au nevoie să folosească o mașină. Tramvaiele, troleibuzele, autobuzele, metrourele și taxiurile fac orașele noastre mai bune.

1.3. Descriere generală a Î. M. «Regia Transport Electric»

Î. M. «Regia Transport Electric» (RTEC) este una din cele mai mari întreprinderi de transport public din Republica Moldova, care are în componența sa trei parcuri de troleibuz, serviciul rețele electrice, ateliere de reparație și asamblare a troleibuzelor, serviciul de circulație cu rețeaua de dispecerate și alte 10 subdiviziuni.

Misiunea RTEC este de a asigura confortul și siguranța pasagerilor prin servicii sustenabile de transport de înaltă calitate. Creșterea permanentă a eficienței energetice, satisfacerea cererii de transport, predictibilitate și sporirea accesibilității și mobilității urbane, prin respectarea tuturor condițiilor de siguranță și reducerea accidentelor, aplicarea criteriilor de calitate, transparență precum și diminuarea impactului negativ asupra mediului înconjurător prin transport ecologic, îmbunătățirea imaginii globale a transportului public, servind drept rol de model în procesul de regenerare al mun. Chișinău [2].



Figura 1.1. Schema traseelor troleibuzelor din municipiul Chișinău

Întreprinderea Municipală "Regia Transport Electric" din Chișinău este singura organizație care asigură transportul de pasageri cu troleibuze/electrobuze în oraș și unele suburbii. Pentru alimentarea cu energie electrică a transportului electric urban, RTEC dispune de o infrastructură tehnică specială, care cuprinde 42 stații de tracțiune de alimentare în curent continuu cu tensiunea $\pm 600V$ cu puterea totală instalată de peste 80 MW și o rețea de contact de 600 V_{CC} în două fire de curent continuu cu lungimea de 269 km lungime, 6919 piloni, 128 intersecții și 346 macaze auto sau convergente.

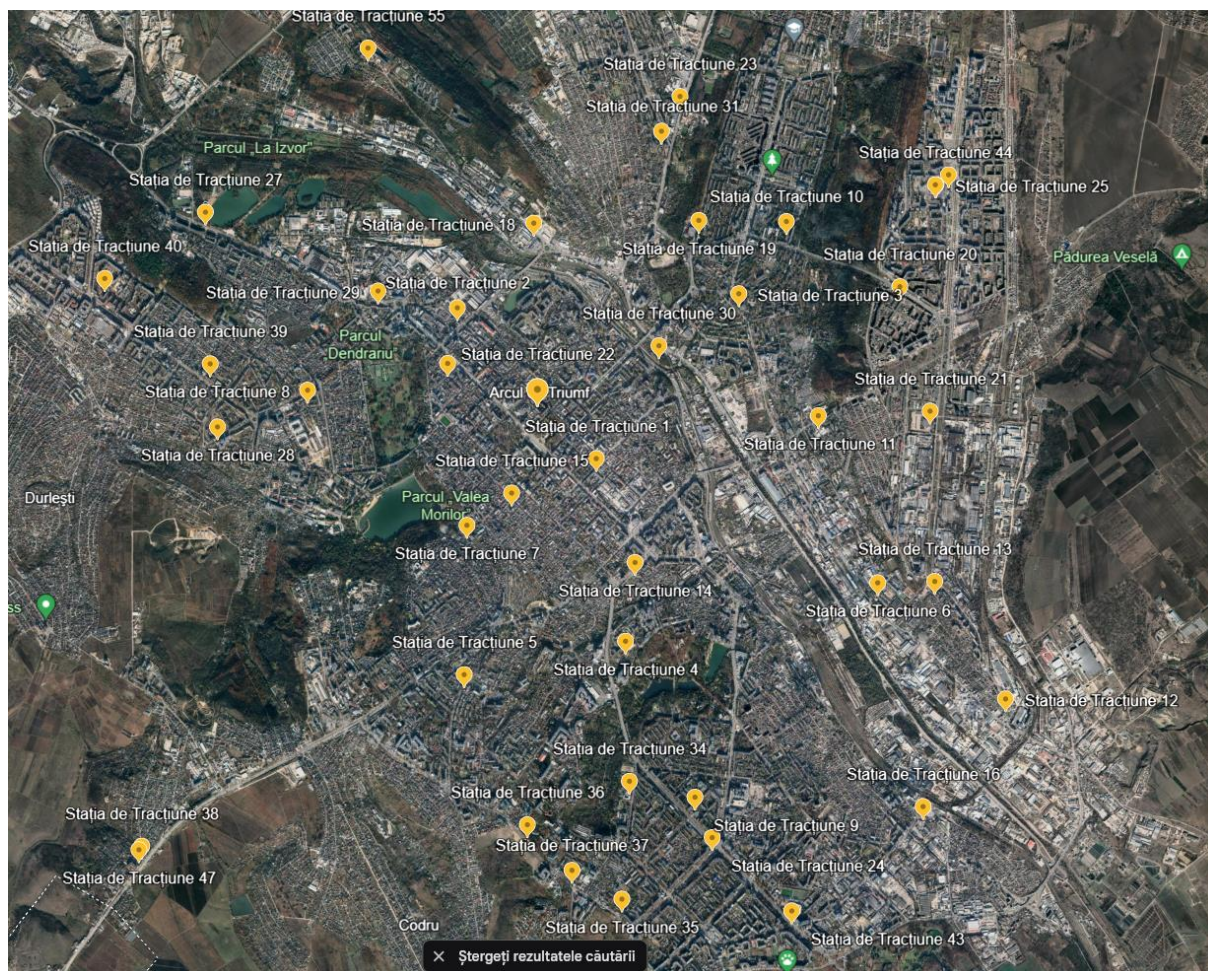


Figura 1.2. Planul de amplasare a stațiilor de tracțiune în municipiul Chișinău

În ultimii 10-15 ani, cu suportul financiar municipal și din fonduri europene, parcul de troleibuze RTEC practic a fost reînnoit, înlocuind mașinile vechi cu reglare reostatică cu altele noi cu sisteme de control/reglare electronic, ceea ce a permis reducerea consumului energetic cu 23-30% per unitate. Din altă parte, pentru infrastructura de alimentare cu energie electrică RTEC au fost preconizate doar resurse de reparații curente și mentenanță. Din acest motiv, circa 70% dintre stațiile de tracțiune RTEC au durată de exploatare de peste 25 ani.

Transportul public, unul din domeniile strategice ale municipiului Chișinău, a fost supus, în ultimii ani, unor transformări radicale.

Prioritatea Primăriei Chișinău este să asigure pentru locuitorii și oaspeții Capitalei transport public de calitate, sigur și confortabil. De aceea, municipalitatea va continua să depună eforturi pentru perfecționarea acestui domeniu.

În acest context, managementul strategic al RTEC are un rol esențial în determinarea pe termen lung a direcției de dezvoltare și performanțele întreprinderii, cu accent pe:

- + Calitatea și accesibilitatea serviciilor;
- + Siguranța călătorilor și securitatea în trafic;
- + Eficiența economică și ecologică;
- + Imaginea brandului;
- + Mobilitatea urbană.

Consumurile de energie electrică ale stațiilor de tracțiune sunt dependente de performanțele tehnice ale echipamentelor electrice componente, dar și de structurile de control și regimurile de funcționare ale stațiilor de tracțiune. *Consumul de energie electrică RTEC în 2020 a constituit 38,779 GWh ce corespunde cu 18 323,3 tone CO₂, iar în 2021 – 42,481 GWh ce este echivalent cu 20 072,7 tone CO₂, dintre care pentru tracțiune revine 36,041 GWh și 36,710 GWh, respectiv.* Dinamica consumului lunar de energie electrică RTEC pentru tracțiune este neuniformă chiar și pentru aceleași luni din diferiți ani.

2. OPȚIUNI DE VALORIFICARE A POTENȚIALULUI FOTOVOLTAIC

2.1. Potențialul fotovoltaic al Republicii Moldova

Energia solară este (după energia eoliană) este sursa regenerabilă cu al doilea cel mai mare potențial pentru viitor din Republica Moldova. Potențialul maxim total de energie fotovoltaică este estimat la 4,65 GW, cu o producție anuală de 6 TWh de energie electrică.

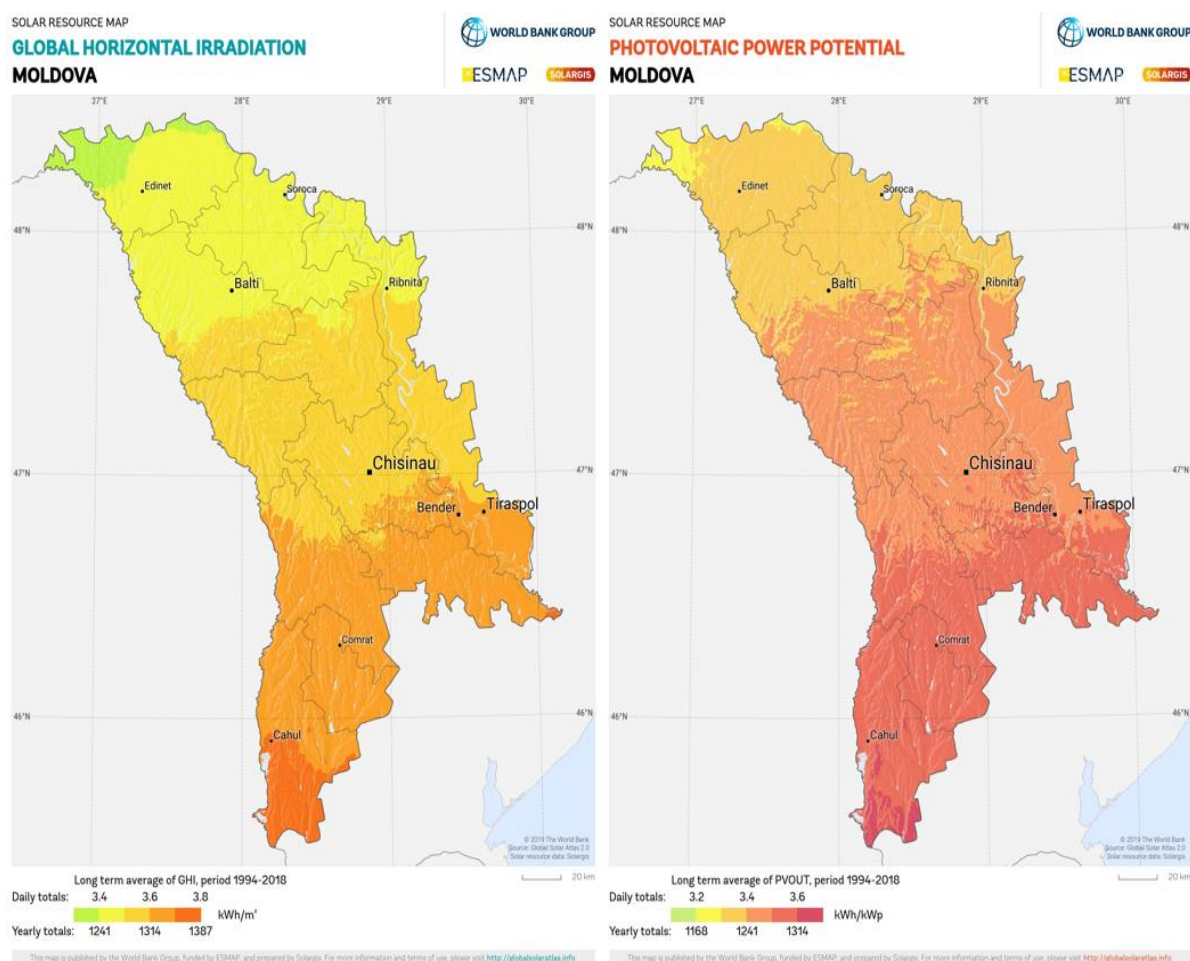


Figura 2.1. Potențialul energetic solar și iradierea orizontală a Moldovei

Pe baza datelor din Global Solar Atlas (Figura 2.1.) cel mai mare potențial se află în sudul țării în ceea ce privește numărul mediu de ore însorite (2210 ore pe an). În nordul țării, această cifră este la nivelul de 1950 de ore pe an. În total, în Moldova există 279-296 de zile însorite pe an (limita superioară în sudul țării, inferioară în nord).

Potențialul ridicat al energiei fotovoltaice se datorează și acoperirii forestiere reduse a țării (doar 11,7%), pe de altă parte, acest factor este contracarat de profilul agrar puternic al economiei moldovenești. În ciuda

acestui fapt, proiectele pilot din mai multe părți ale lumii arată că există o sinergie între agricultură și generarea de energie fotovoltaică, ceea ce ar putea schimba, de fapt, percepția conform căreia energia fotovoltaică concurează cu agricultura și, astfel, să rezolve compatibilitatea profilului puternic agrar al Moldovei cu generarea de energie fotovoltaică.

2.2. Soluții tehnice de valorificare a potențialului fotovoltaic

Pentru a stabili tehnologia optimă vor fi analizate trei tipuri de centrale fotovoltaice prin care poate fi generată energia electrică:

- Centrală de tip on-grid;
- Centrală de tip off-grid;
- Centrală de tip hibrid.

Centrala fotovoltaică **on-grid** se conectează direct la rețeaua electrică publică în care se transmite energia electrică generată. Componentele centralelor de tip on-grid sunt:

- Panouri solare;
- Invertor;
- Contor;
- Rețeaua electrică internă;
- Aparată de protecție și comutație atât pe partea de AC cât și DC.

Energia electrică generată de centrală este de tensiune continuă iar pentru alimentarea majorității receptoarelor se folosește tensiunea alternativă. Tensiunea alternativă se obține datorită unui invertor după care ajunge la panoul de distribuție de unde se alimentează dispozitivele. Dacă centrala fotovoltaică produce mai mult decât energia necesară, excesul de electricitate este trimis în rețea. La injectarea energiei produse în rețea, are loc contorizarea. Pe timp de noapte sau când centrala fotovoltaică nu produce energie electrică, ea poate fi utilizată de la rețeaua electrică.

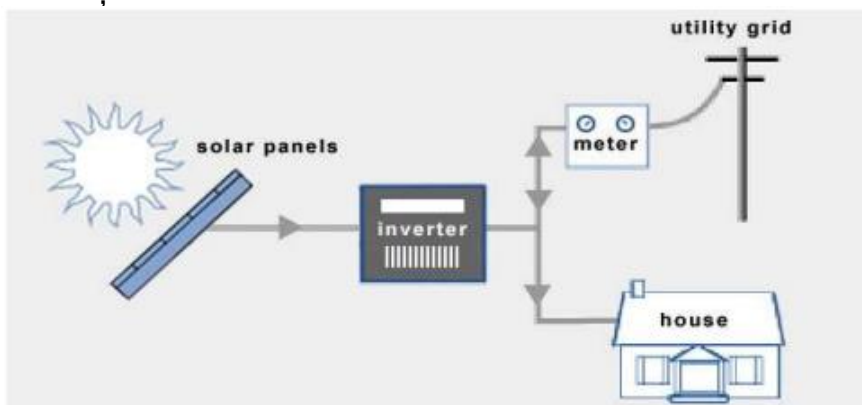


Figura 2.2. Centrală fotovoltaică on-grid

Dezavantajul centralei on-grid este că în timpul anumitor condiții climatice sau când există o problemă cu rețeaua electrică, nu putem stoca energie pentru a fi utilizată.

Centrala fotovoltaică **off-grid**, cunoscută și sub numele de sistemul de alimentare autonom are baterii de stocare în locul conexiunii la rețeaua electrică. Este constituită din:

- Panouri fotovoltaice;
- Invertor;
- Baterii;
- Generator pentru alimentarea de rezervă;
- Aparare de protecție și comutație atât pe partea de AC cât și DC.

Conversia luminii solare în energie electrică se face cu ajutorul panourilor solare care generează curent continuu. Acesta la rândul său este transformat în curent alternativ cu ajutorul invertorului. După alimentarea cu energie electrică a aparaturilor. În cazul în care a rămas orice exces de energie electrică după alimentarea cu energie electrică a aparaturilor, aceasta este stocată în baterii.

În momentele când cerința de energie electrică este mai mare și nu există suficientă putere iar bateriile nu au o cantitate necesară de energie, devine dificil de a efectua cerințele necesare.

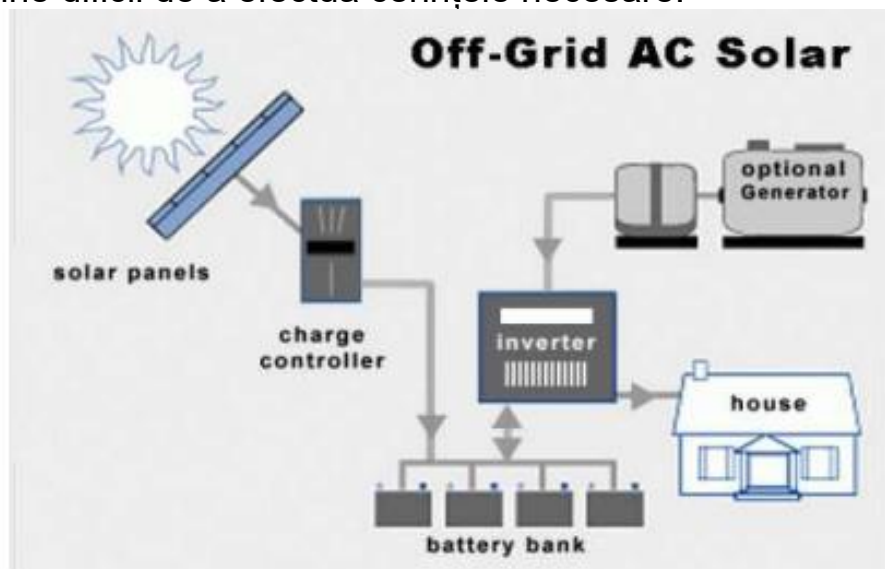


Figura 2.3. Centrală fotovoltaică off-grid

Deci, pentru a preveni situația expusă mai sus, se poate utiliza un sistem hibrid în loc de cele două enumerate mai sus.

Centrala fotovoltaică de tip **Hibrid** reprezintă un sistem ce întrunește atât caracteristicile centralei on-grid cât și off-grid. Depozitarea puterii prin baterii pentru utilizarea în orice moment, fără consumul ei din rețeaua electrică, face acest sistem convenabil de utilizat și reduce cheltuielile pentru energie.

În timpul zilei, radiația solară este transformată în electricitate. Cantitatea în exces va fi stocată în baterii care este similar cu sistemul off-grid. Dacă există cantitate de energie stocată în exces, aceasta este injectată înapoi în rețeaua electrică. Când nu există suport de energie nici din rețeaua electrică, se poate utiliza energia stocată în baterii. La fel, atunci când nu este suficientă energie în bateria de rezervă, se consumă din rețea.

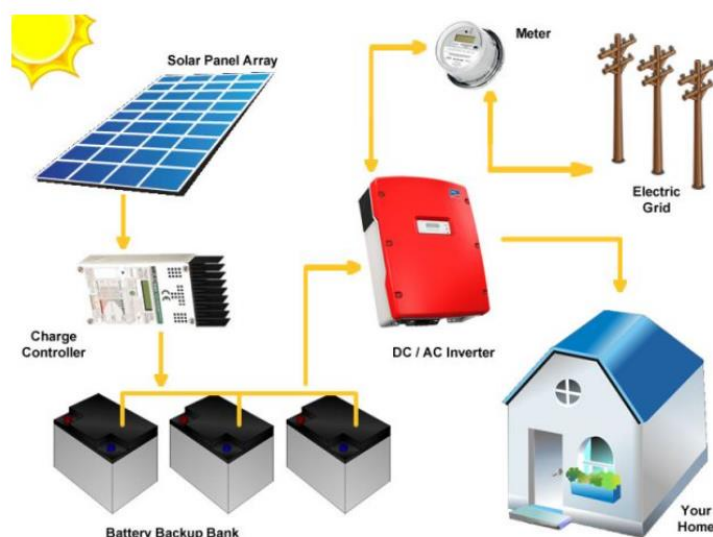


Figura 2.4. Centrală fotovoltaică Hibrid

Astfel, luând în considerație argumentele prezentate mai sus se consideră oportun valorificarea potențialului local prin construcția centralelor electrice fotovoltaice cu invertoare de tip hibrid și instalarea panourilor fotovoltaice pe acoperișurile clădirilor existente.

3. INFRASTRUCTURA EXISTENTĂ DIN GESTIUNEA Î. M. «REGIA TRANSPORT ELECTRIC»

3.1. Descrierea echipamentului electric existent

Regia Transport Electric gestionează o infrastructură enormă de rețele de contact de tensiune continuă cu o lungime egală cu 269 km care servesc ca sursă de energie pentru troleibuze. Prezența rețelilor de contact reprezintă un mare avantaj pentru integrarea surselor regenerabile de energie și anume a surselor fotovoltaice care transformă radiația solară în energie electrică anume în calitate de surse de tensiune continuă care, prin anumite echipamente, ar putea alimenta și rețeaua de contact care va servi ca consumator dar, chiar și rețeaua de contact poate servi ca sursă în cazul în care troleibuzele utilizează frânarea regenerativă.

La momentul actual starea tehnică și principiul de funcționare a rețelilor și echipamentelor electrice poate fi descris astfel:

- ✚ Stațiile de tracțiune se alimentează de la posturile de distribuție centrale ale Î.C.S. "Premier Energy" la nivelele de tensiune 6 kV sau 10 kV. Fiecare stație de tracțiune este compusă din:
 - ✚ instalația de distribuție de medie tensiune;
 - ✚ de la 2 până la 6 agregate de redresare;
 - ✚ instalație de distribuție de curent continuu;
 - ✚ servicii proprii.

Structura generală a stațiilor existente de tracțiune RTEC este prezentată în figura 3.1. (pentru un agregat de redresare). Agregatul de redresare conține un transformator trifazat special de construcție specială cu două înfășurări secundare și un redresor hexafazat monoalternanță. Grupul redresor se conectează manual la rețeaua electrică trifazată prin intermediul întreruptorului $\hat{I}_{ca}$, iar la ieșire - la barele (+) și (-) cu întreruptorul de curent continuu $\hat{I}_{cc}$ manual sau automat.

Sistemul de telemetrie existent monitorizează starea grupului de redresare prin controlul prezenței curenților de fază în primarul transformatorului de putere și permite conectarea/deconectarea de la distanță de către dispecer.

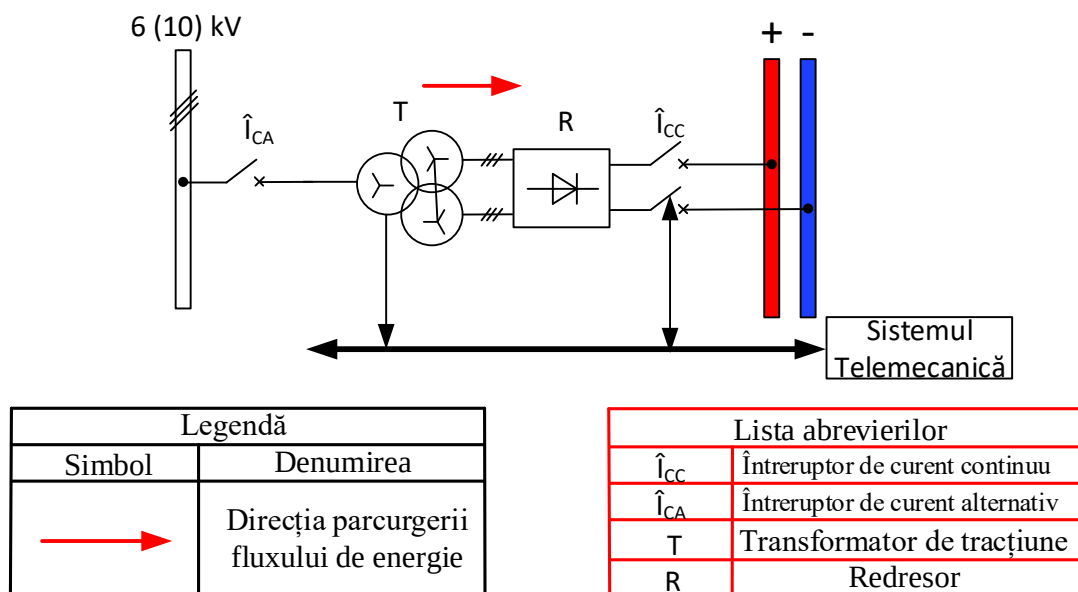


Figura 3.1. Structura generală a stațiilor existente de tracțiune RTEC

Instalația de medie tensiune este secționată având două sau trei secții de bare pentru a spori siguranța în alimentarea cu energie electrică (figura 3.2.). Aceste bare sunt alimentate prin intermediul celulelor de racord. La fiecare bară este conectată o celulă de măsură. Numărul celulelor de plecare depinde de numărul agregatelor de redresare și de numărul de transformatoare de servicii proprii. În afară de celulele sus-numite fiecare bară conține o celulă de rezervă.

Instalația de distribuție de curent continuu conține aparatele de protecție și comutație necesare pentru alimentarea liniilor rețelei de contact de la care nemijlocit sunt alimentate troleibuzele.

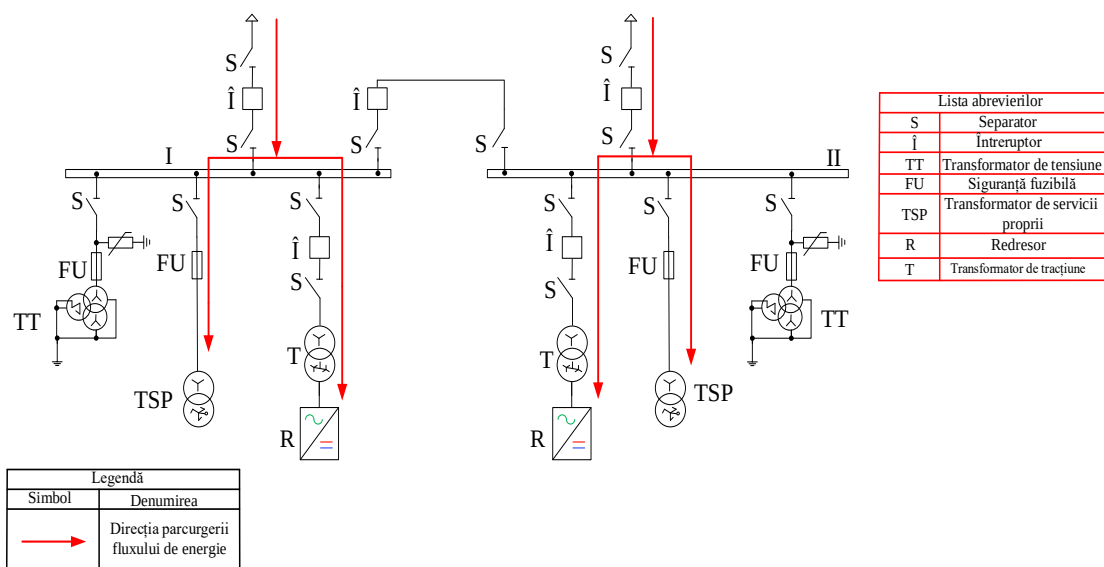


Figura 3.2. Schema electrică de principiu a unei stații de tracțiune cu două agregate de redresare

Obiectele țintă ale acestui studiu sunt Parcurile de troleibuze nr. 1, 2 și 3, inclusiv Atelierul de Reparații Mecanice aflate în gestiunea RTEC. Suprafața totală a acestor obiecte este de circa 12,6 ha sau 126 000 m², iar suprafața totală a acoperișurilor potențiale instalării panourilor fotovoltaice este de 24 406 m² (tab. 1).

Tabelul 1. Informații generale despre obiectele țintă

Denumirea obiectului	Suprafața totală, ha	Suprafața totală, m ²	Suprafața acoperișurilor, m ²
Parcul de troleibuze Nr. 1	2,61	26100	7945
Parcul de troleibuze Nr. 2	3,54	35400	7053
Parcul de troleibuze Nr. 3	6,45	64500	9408
Atelierul de reparații mecanice	1,04	10400	4738
Total	12,6	126000	24406



Figura 3.3. Planul de amplasare a parcurilor de troleibuze și a atelierului de reparații mecanice din municipiul Chișinău

RTEC are în gestiunea sa o infrastructură energetică ce conține echipamente variate și complexe. De regulă, stațiile de tracțiune se alimentează de posturile de distribuție centrale ale operatorului de distribuție **Î.C.S. „Premier Energy” Distribution**. Fiecare stație de tracțiune are propria ei instalație de medie tensiune (6 kV sau 10 kV) alimentată, de obicei, prin cel puțin 2 linii electrice în cablu.

Instalația de distribuție de 6 kV sau 10 kV a stațiilor de tracțiune servește ca sursă de energie pentru agregatele de redresare și, nemijlocit pentru rețelele de contact dar, și pentru posturile de transformare care alimentează receptoarele parcurilor de troleibuze și a atelierului de reparație mecanică.

RTEC asigură funcționarea a circa 430 de troleibuze inclusiv pe cele destinate instruirii noilor conducători auto de troleibuze. Fiecare troleibuz este acționat de un motor electric de un anumit tip cu puterea între 100 și 210 kW.

Troleibuzele noi, de regulă sunt dotate cu motoare de curent alternativ, acționate prin convertoare și au o eficiență net superioară față de troleibuzele vechi pe cât și asigură un confort sporit pasagerilor. Totodată, troleibuzele noi sunt dotate cu sisteme de frânare regenerativă prin care în timpul frânării motorul trece în regim de generator și convertește energia mecanică în energie electrică pe care o transmite rețelei de contact.

În conformitate cu cele menționate, RTEC ca entitate are un consum mare de energie electrică datorită numărului mare de mijloace de transport ce corespund unui număr mare de pasageri.

3.2. Parcul de troleibuze nr. 1

- Anul deschiderii: 1959;
- Adresă: str. Mitropolit Dosoftei, 146;
- Rute: nr. 3, nr. 10, nr. 22 (parțial), nr. 27, nr. 29, nr. 30, nr. 33, nr. 34, nr. 35, nr. 38;
- Numărul de troleibuze: 139 de unități;
- Numerele troleibuzelor: 10**, 12**, 13**;
- **Suprafața totală: circa 26 100 m²;**
- **Suprafața totală a acoperișurilor: 7945 m².**

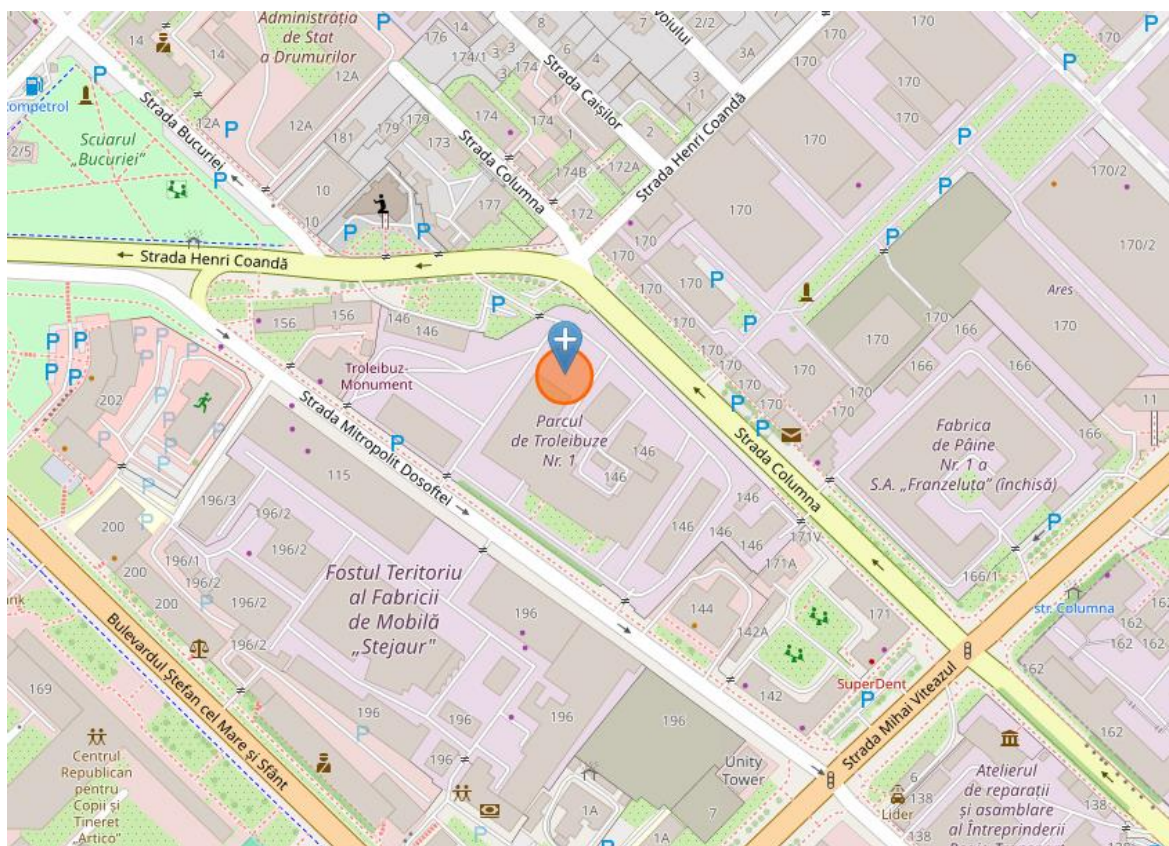


Figura 3.4. Amplasarea Parcului de troleibuze nr.1

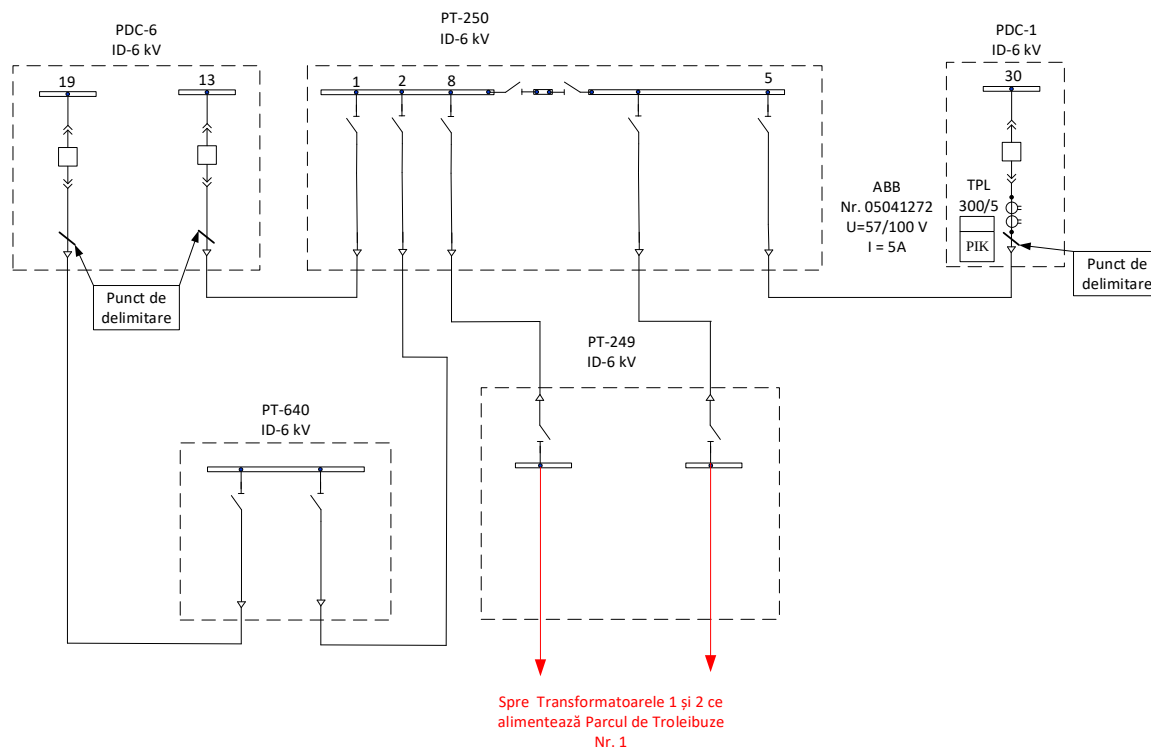


Figura 3.5. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a stației de tracțiune nr. 2 și a Parcului de troleibuze nr. 1

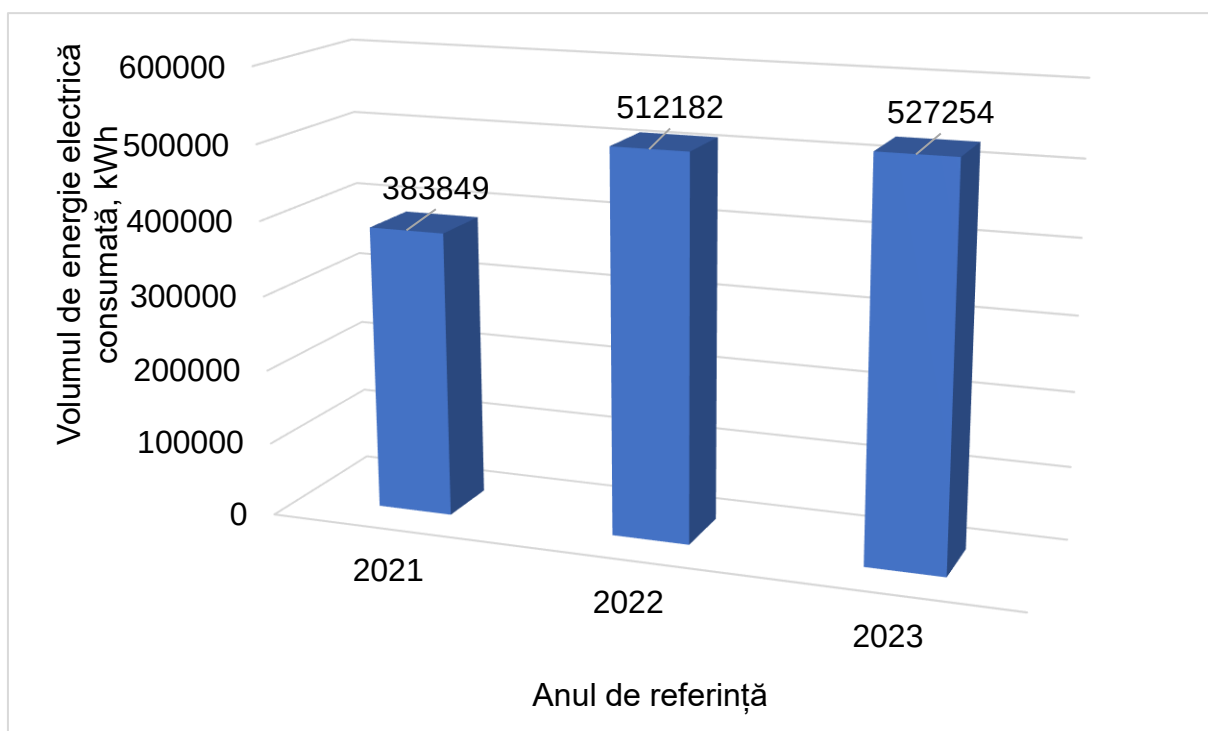


Figura 3.6. Volumul de energie electrică consumată de Parcul de troleibuze nr. 1 pentru anii 2021 - 2023

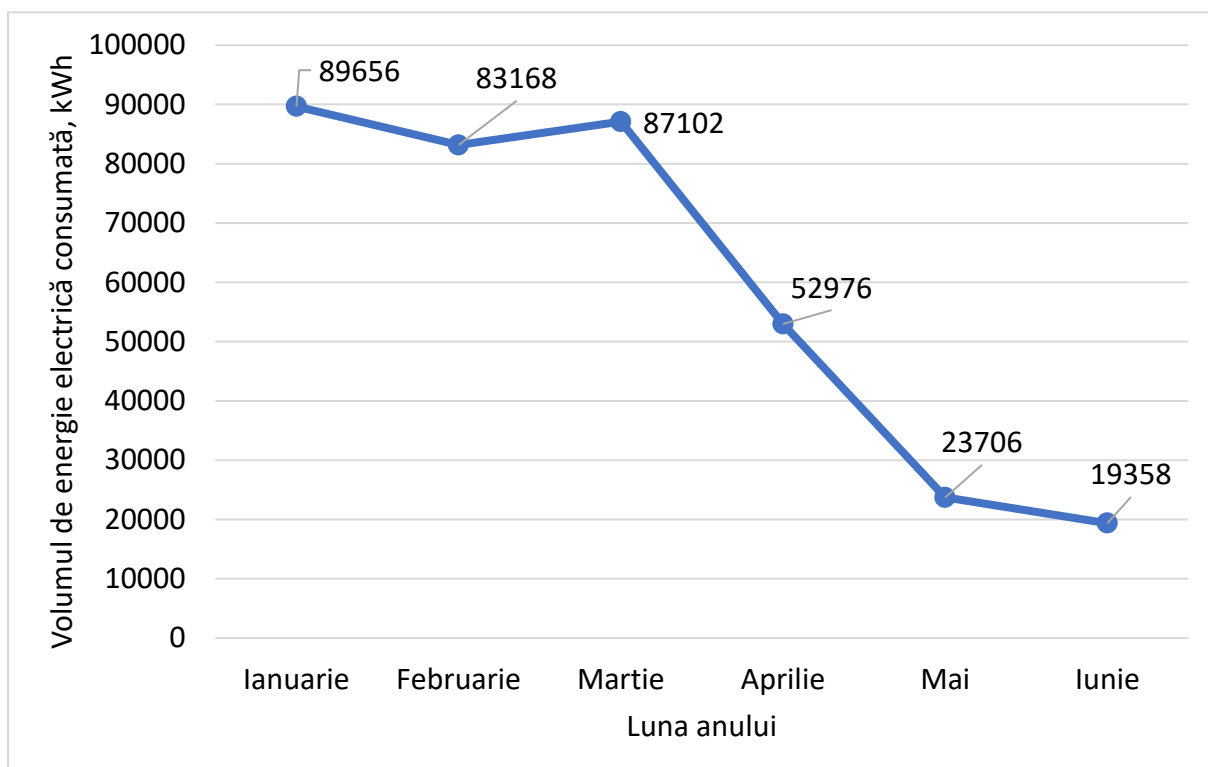


Figura 3.7. Dinamica consumului de energie electrică a Parcului de troleibuze nr. 1 pentru primele 6 luni ale anului 2024

3.3. Parcul de troleibuze nr.2

- Anul deschiderii: 1966;
- Adresa: str. Muncești, 350;
- Rute: nr. 1, nr. 2, nr. 4, nr. 5, nr. 8, nr. 17, nr. 20, nr. 22 (parțial), nr. 28;
- Numărul de troleibuze: 131 de unități;
- Numerele troleibuzelor: 21**, 24**;
- **Suprafața totală: circa 35 400 m²;**
- **Suprafața totală a acoperișurilor: 7053 m².**

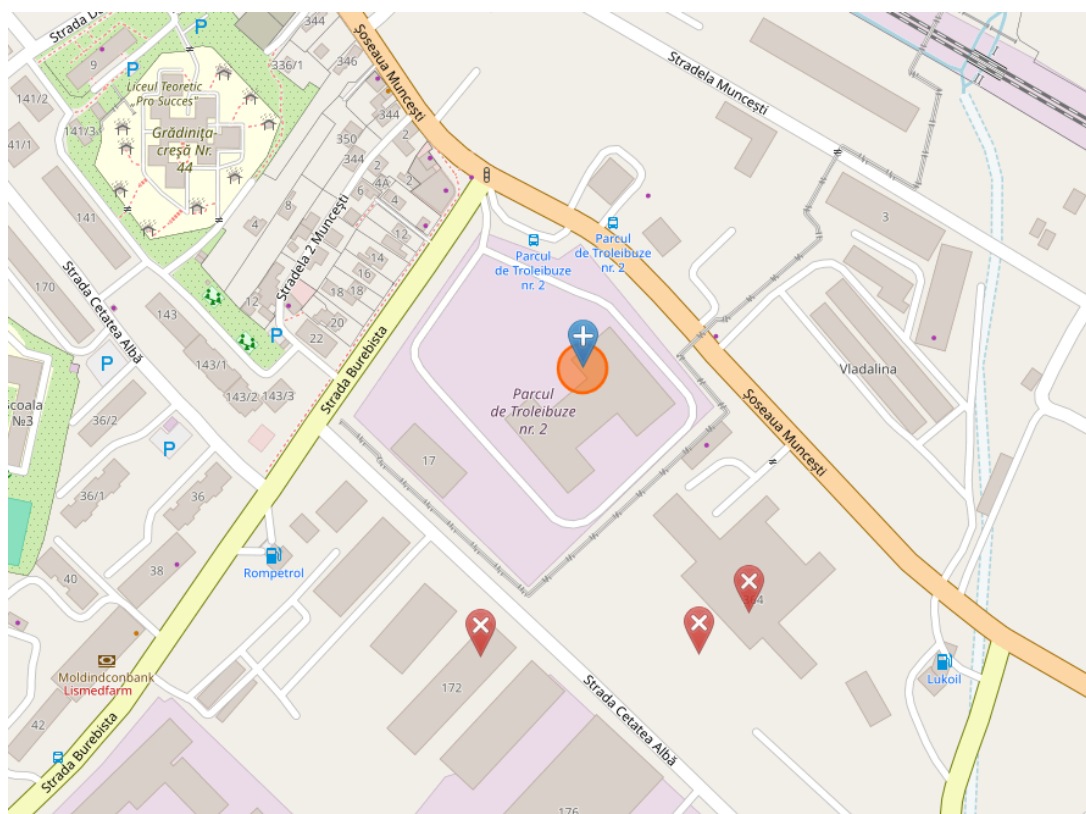


Figura 3.7. Amplasarea Parcului de troleibuze nr.2

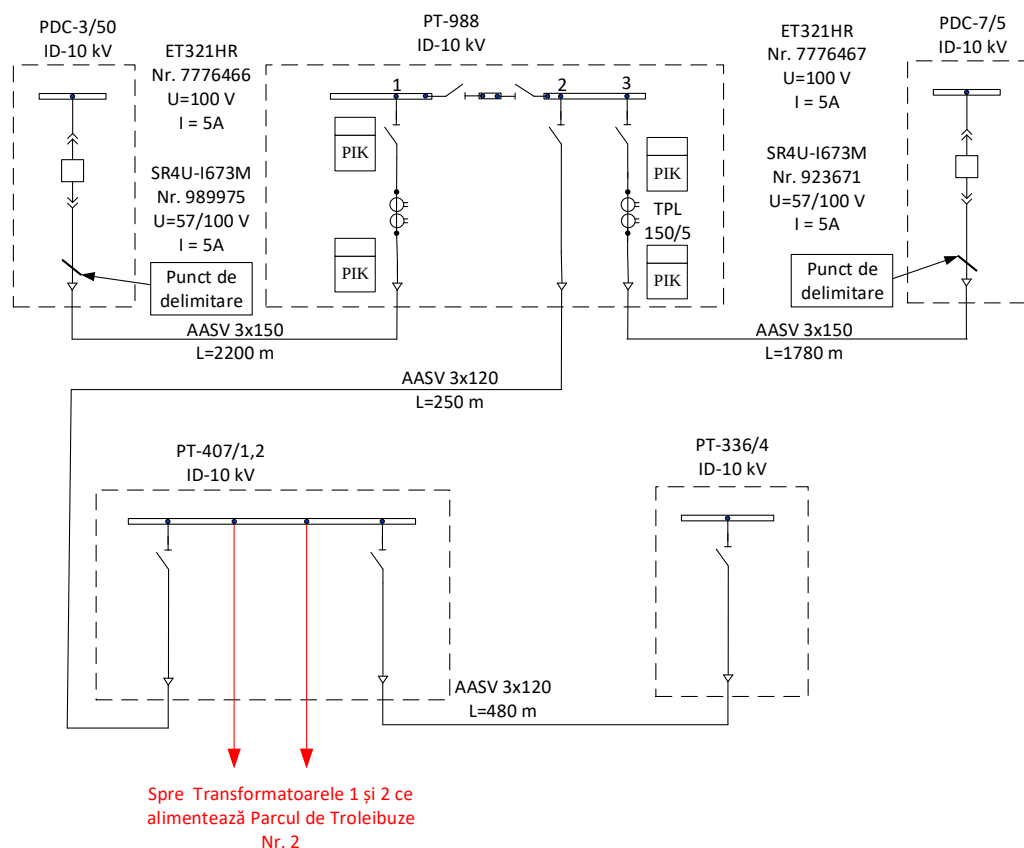


Figura 3.8. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a stației de tracțiune nr. 16 și a Parcului de troleibuze nr. 2

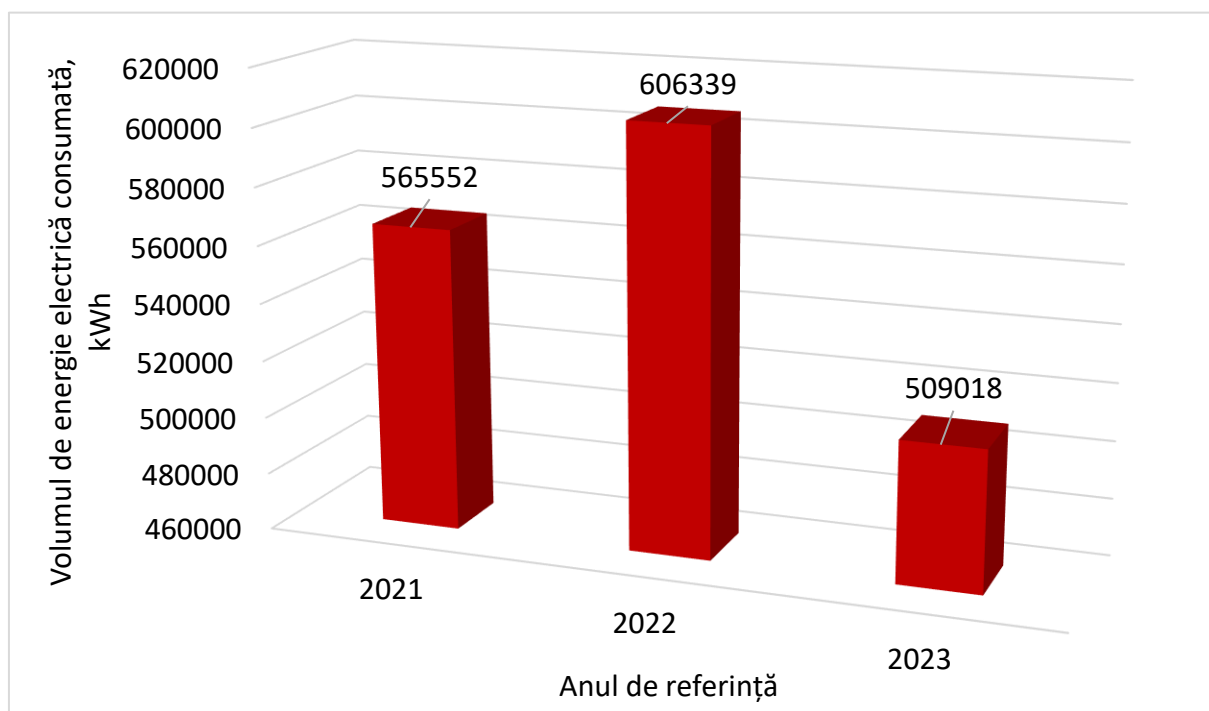


Figura 3.9. Volumul de energie electrică consumată de Parcul de troleibuze nr. 2 pentru anii 2021 - 2023

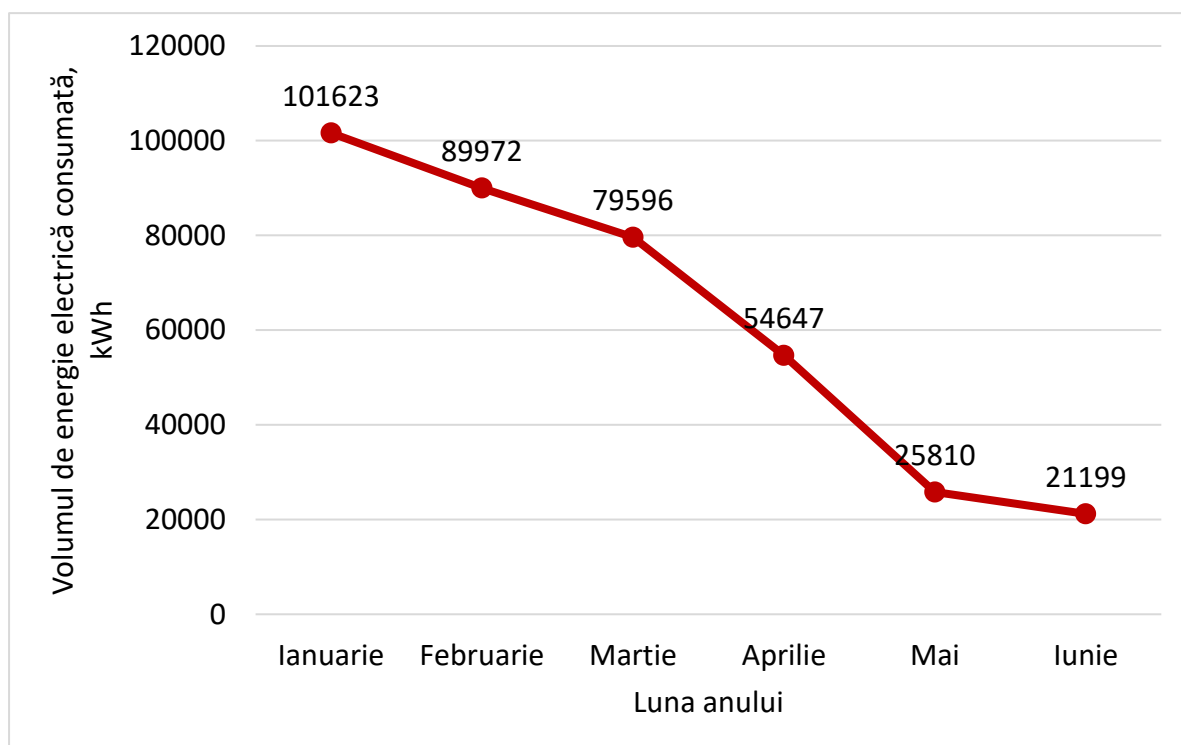


Figura 3.10. Dinamica consumului de energie electrică a Parcului de troleibuze nr. 2 pentru primele 6 luni ale anului 2024

3.4. Parcul de troleibuze nr.3

- Anul deschiderii: 1986;
- Adresa: str. Mesterul Manole, 8;
- Rute: nr. 7, nr. 9, nr. 12, nr. 13, nr. 16, nr. 21, nr. 23, nr. 24, nr. 25, nr. 26, nr. 32, nr. 36, nr. 37;
- Numărul de troleibuze: 164 de unități;
- Numerele troleibuzelor: 37**, 38**, 39**;
- **Suprafața totală: circa 64 500 m²;**
- **Suprafața totală a acoperișurilor: 9408 m².**

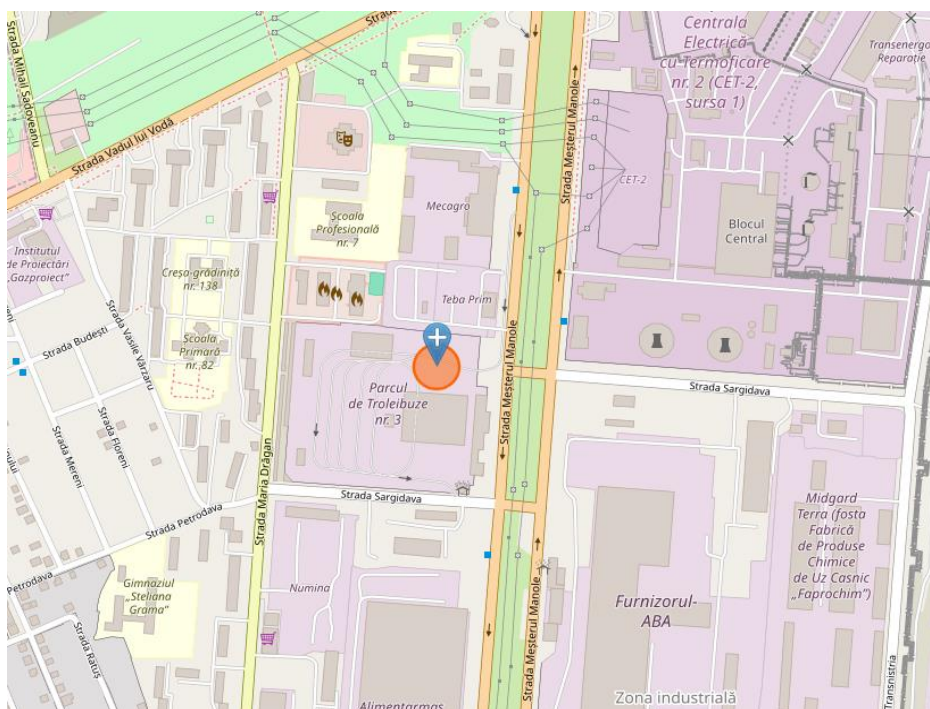


Figura 3.11. Amplasarea Parcului de troleibuze nr.3

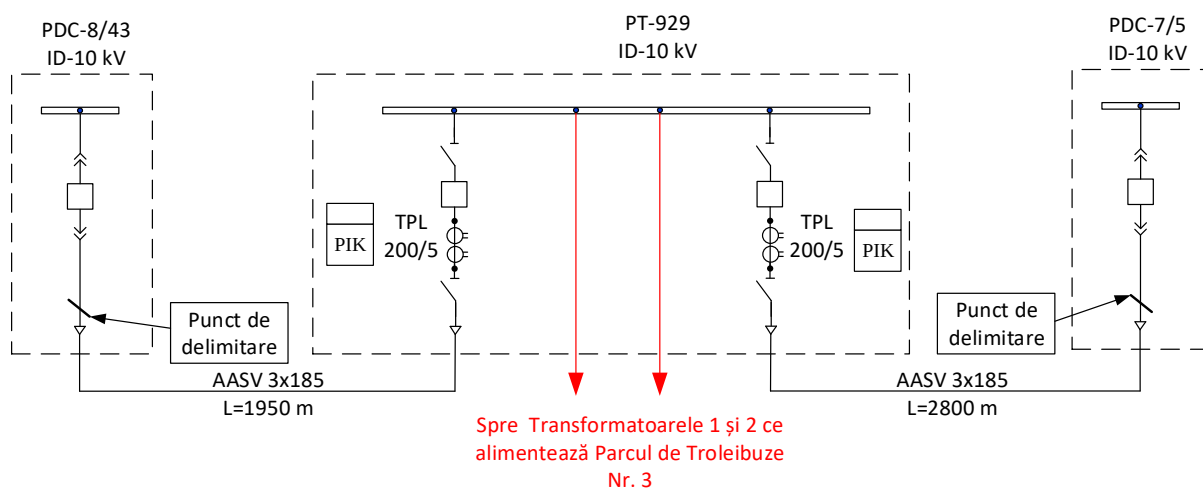


Figura 3.12. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a stației de tracțiune nr. 21 și a Parcului de troleibuze nr. 3

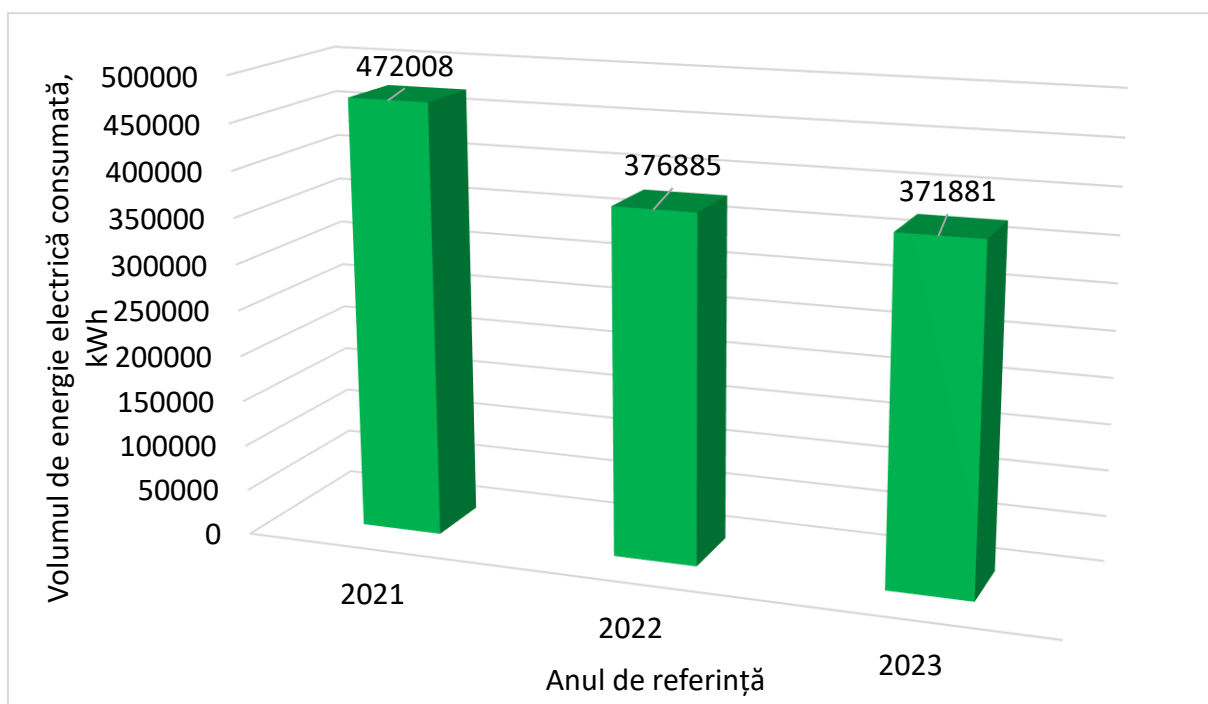


Figura 3.13. Volumul de energie electrică consumată de Parcul de troleibuze nr. 3 pentru anii 2021 - 2023

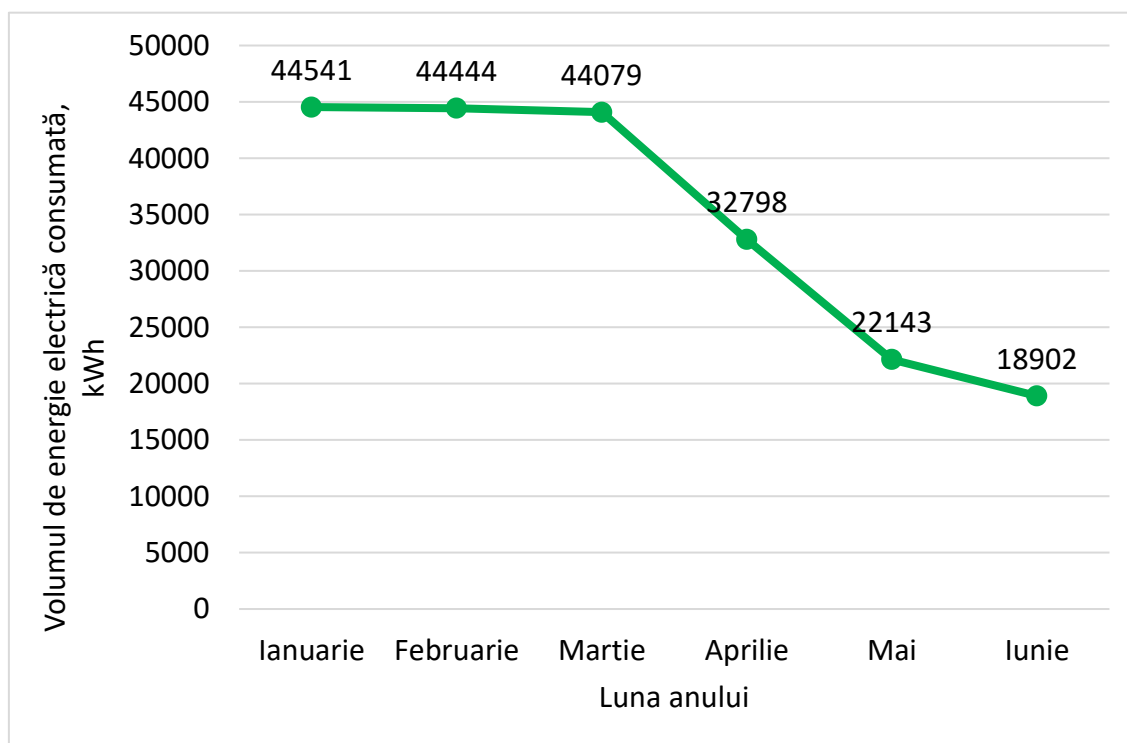


Figura 3.14. Dinamica consumului de energie electrică a Parcului de troleibuze nr. 3 pentru primele 6 luni ale anului 2024

3.5. Atelierul de reparații mecanice

- Anul deschiderii: 1959;
- Adresă: str. Columna, 169;
- Rute: nr. 3, nr. 10, nr. 22 (parțial), nr. 27, nr. 29, nr. 30, nr. 33, nr. 34, nr. 35, nr. 38;
- Numărul de troleibuze: 139 de unități;
- Numerele troleibuzelor: 10**, 12**, 13**;
- **Suprafața totală: circa 10 400 m²;**
- **Suprafața totală a acoperișurilor: 4738 m².**

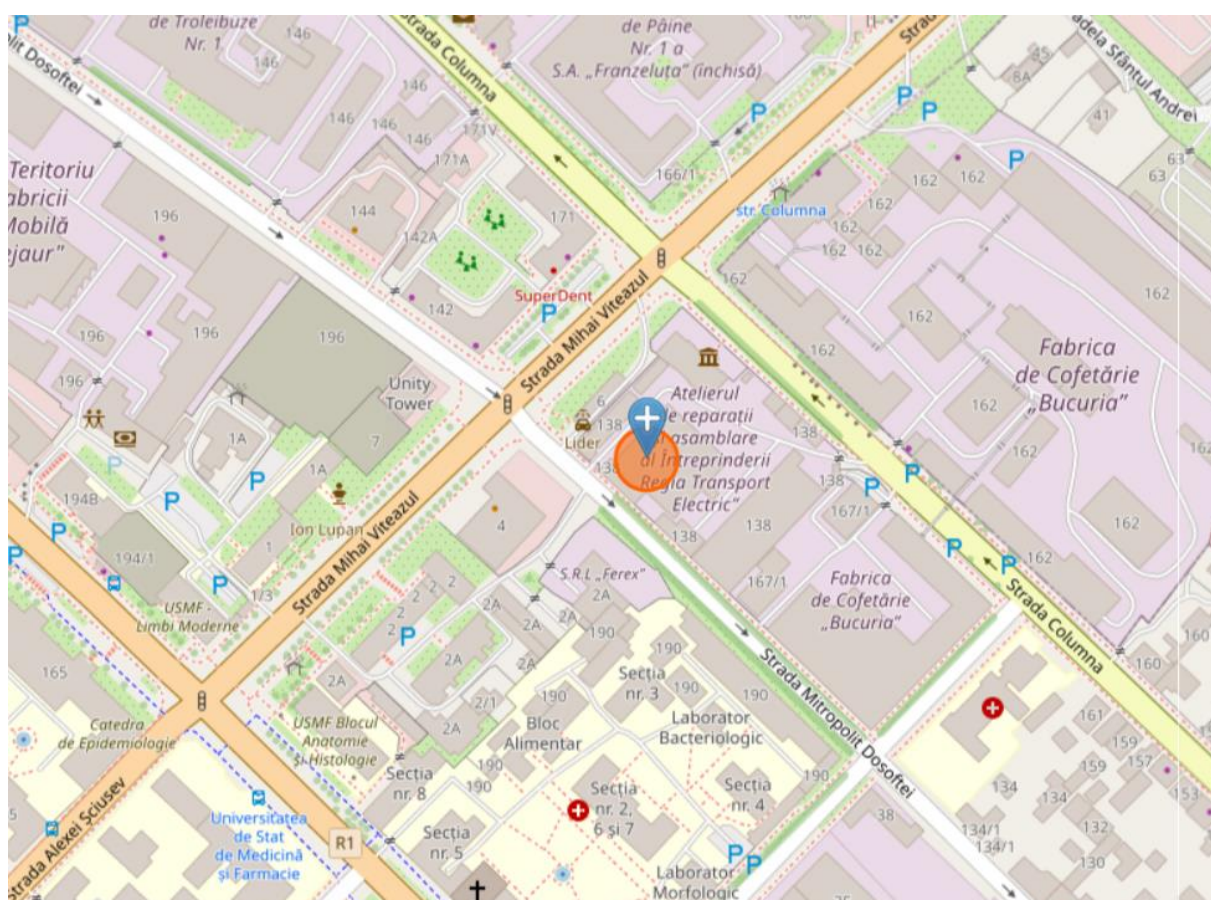


Figura 3.15. Amplasarea Atelierului de reparații mecanice

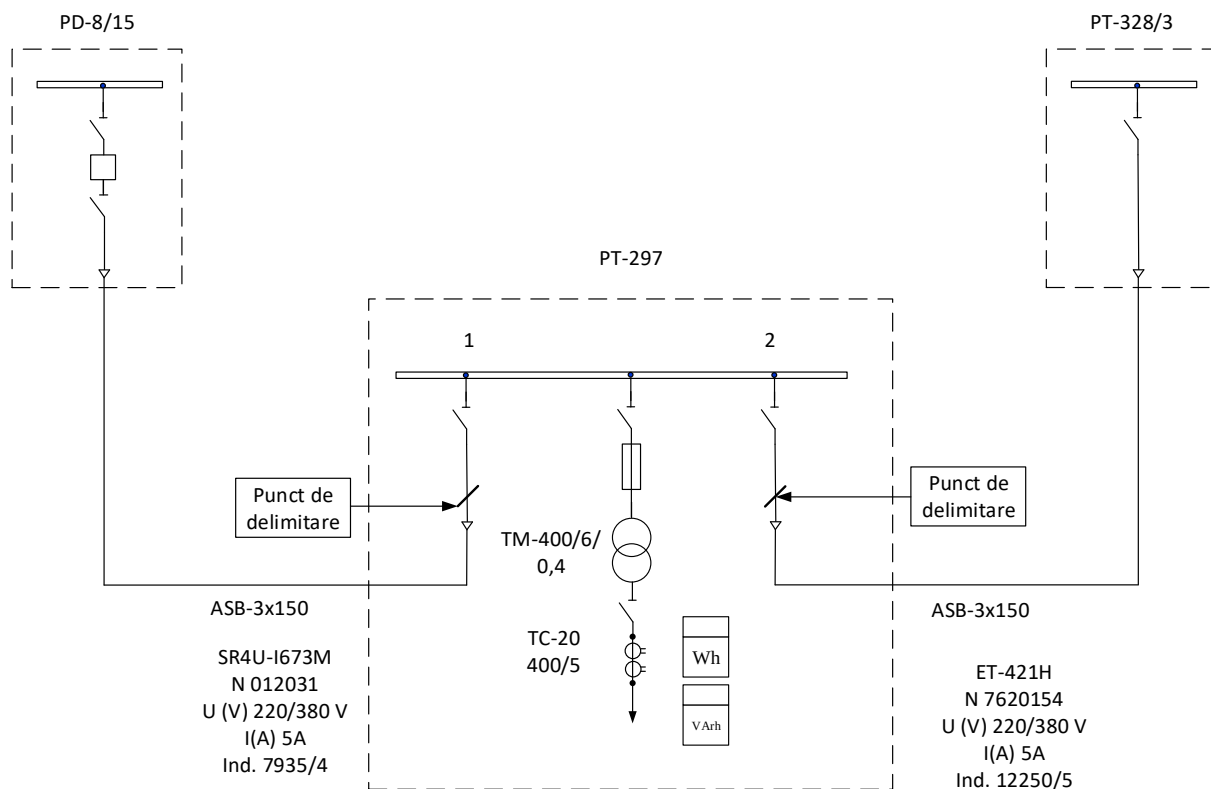


Figura 3.16. Schema monofilară simplificată a alimentării cu energie electrică a atelierului de reparație mecanică

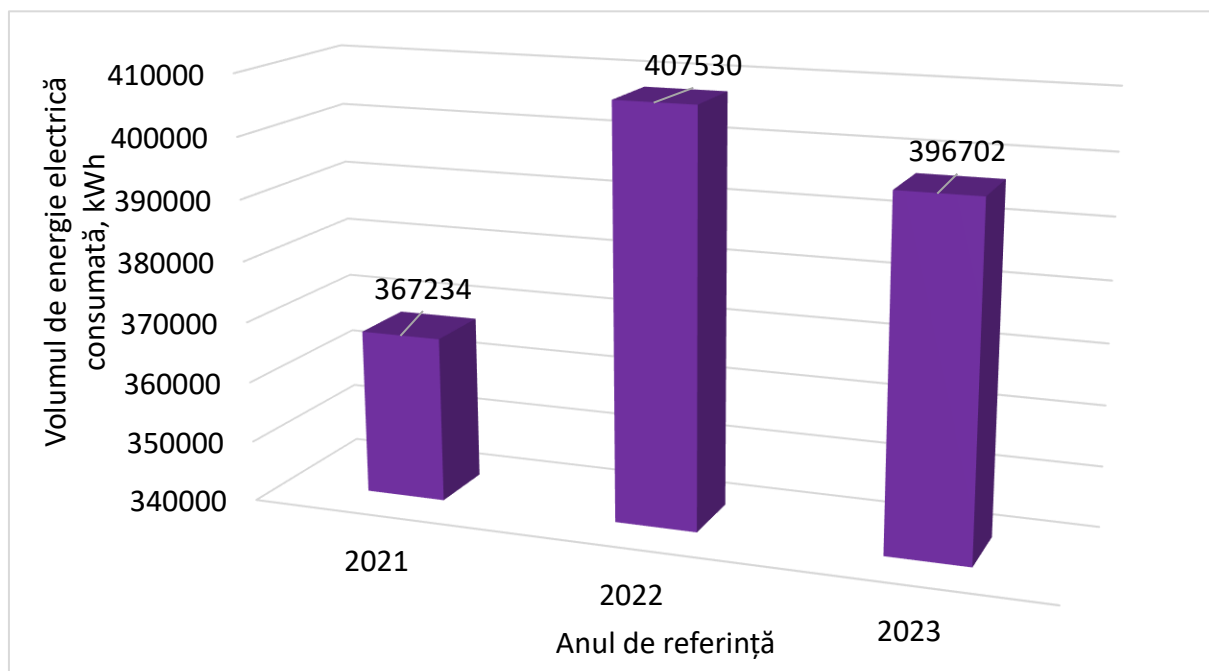


Figura 3.17. Volumul de energie electrică consumată de Atelierul de Reparații Mecanice pentru anii 2021 - 2023

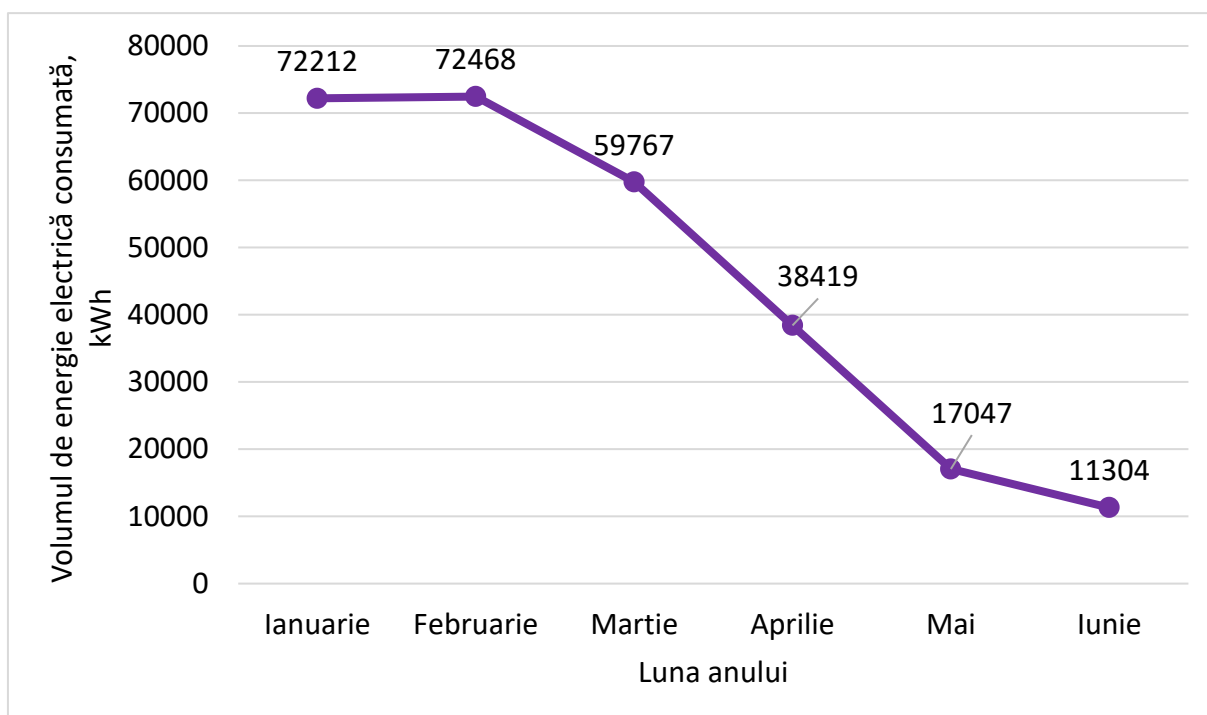


Figura 3.18. Dinamica consumului de energie electrică a Atelierului de Reparații Mecanice pentru primele 6 luni ale anului 2024

Consumul energie electrice a stațiilor de tracțiune diferă de-a lungul anului. În perioada rece a anului (iarnă, toamnă târzie, primăvară devreme) consumul este mai mare atât din cauza consumului energiei electrice pentru producerea energiei termice în troleibuze cât și din cauza faptului că pe timp de vară circulă mai puține troleibuze deoarece elevii și studenții sunt în vacanță, totodată, multe persoane, de obicei, vara, pleacă în concediu.

Volumul de energie electrică consumată diferă de la an la an în dependență de lucrările de asamblare, mentenanță și reparație care au fost desfășurate într-un anumit an. În acest caz nu este posibil de afirmat că avem un trend crescător sau descrescător.

3.6. Stațiile de tracțiune și rețelele de contact

Parcurile de troleibuze Nr. 1, 2 și 3 atât și atelierul de reparații mecanice au pe teritoriul lor cât și în nemijlocita apropiere rețele electrice de contact de curent continuu. Pentru analiza oportunității de generare a energiei direct în rețelele de contact este necesar de a evalua consumul de energie electrică al acestor entități și, de a studia schemele monofilare pentru a stabili unele eventuale restricții de conectare direct în rețelele de contact.

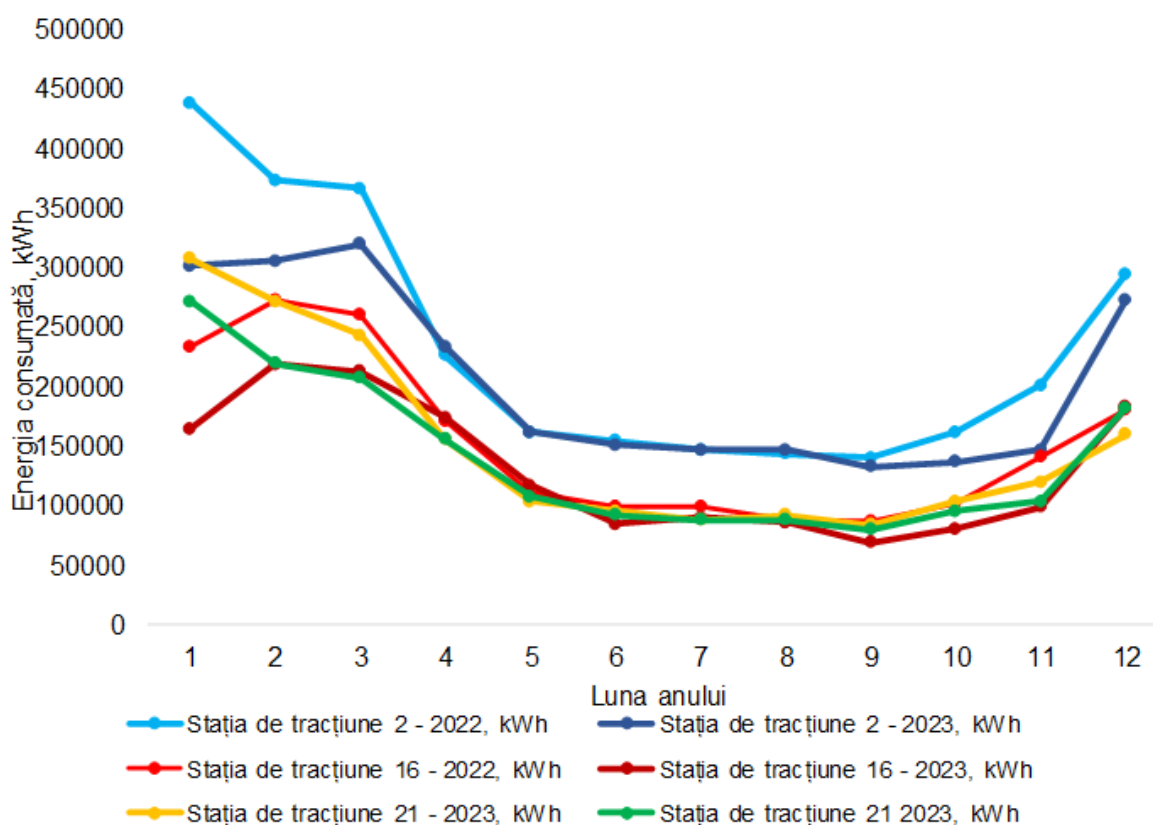


Figura 3.19. Consumul de energie electrică a stațiilor de tracțiune din nemijlocita apropiere a parcurilor de troleibuze și atelierului de reparații mecanice

Consumul energiei electrice a stațiilor de tracțiune diferă de-a lungul anului. În perioada rece a anului (iarnă, toamnă târzie, primăvară devreme) consumul este mai mare atât din cauza consumului energiei electrice pentru producerea energiei termice în troleibuze cât și din cauza faptului că pe timp de vară circulă mai puține troleibuze deoarece elevii și studenții sunt în vacanță, totodată, multe persoane, de obicei, vara, pleacă în concediu.

Informații detaliate aferente consumului de energie electrică a stațiilor de tracțiune pentru anii 2022 – 2023 sunt prezentate în Tabelele 2 și 3.

Tabelul 2. Consumul de energie electrică a stațiilor de tracțiune 2, 16 și 21 pentru anii 2022 – 2023 (lunile ianuarie - iunie)

Numărul stației de tracțiune și anului de studiu	Luna anului					
	1	2	3	4	5	6
Stația de tracțiune 2 (2022), kWh	439200	374400	367200	226800	162000	154800
Stația de tracțiune 2 (2023), kWh	302400	306000	320400	234000	162000	151200
Stația de tracțiune 16 (2022), kWh	234455	273569	261704	171675	111509	99869
Stația de tracțiune 16 (2023), kWh	165267	219482	213379	174293	117140	84513
Stația de tracțiune 21 (2022), kWh	308000	272000	244000	156000	104000	96000
Stația de tracțiune 21 (2023), kWh	272000	220000	208000	156000	108000	92000

Tabelul 3. Consumul de energie electrică a stațiilor de tracțiune 2, 16 și 21 pentru anii 2022 – 2023 (lunile iulie - decembrie)

Numărul stației de tracțiune și anului de studiu	Luna anului						Total, kWh
	7	8	9	10	11	12	
Stația de tracțiune 2 - 2022, kWh	147600	144000	140400	162000	201600	295200	2815200
Stația de tracțiune 2 - 2023, kWh	147600	147600	133200	136800	147600	273600	2462400
Stația de tracțiune 16 - 2022, kWh	99087	88040	87267	102100	141025	180331	1850631
Stația de tracțiune 16 - 2023, kWh	90366	86534	68922	81056	99084	183333	1583369
Stația de tracțiune 21 - 2022, kWh	88000	92000	84000	104000	120000	160000	1828000
Stația de tracțiune 21 2023, kWh	88000	88000	80000	96000	104000	182947	1694947

În figura 3.20. este prezentat consumului de energie electrică a stațiilor de tracțiune conexe parcurilor de troleibuze pe cât și a atelierului de reparație mecanică. Pentru această perioadă consumul stațiilor de tracțiune practic își păstrează un trend descrescător (cu excepția lunii **mai** care a înregistrat temperaturi mari și fluxul de pasageri era încă mare față de lunile de vară).

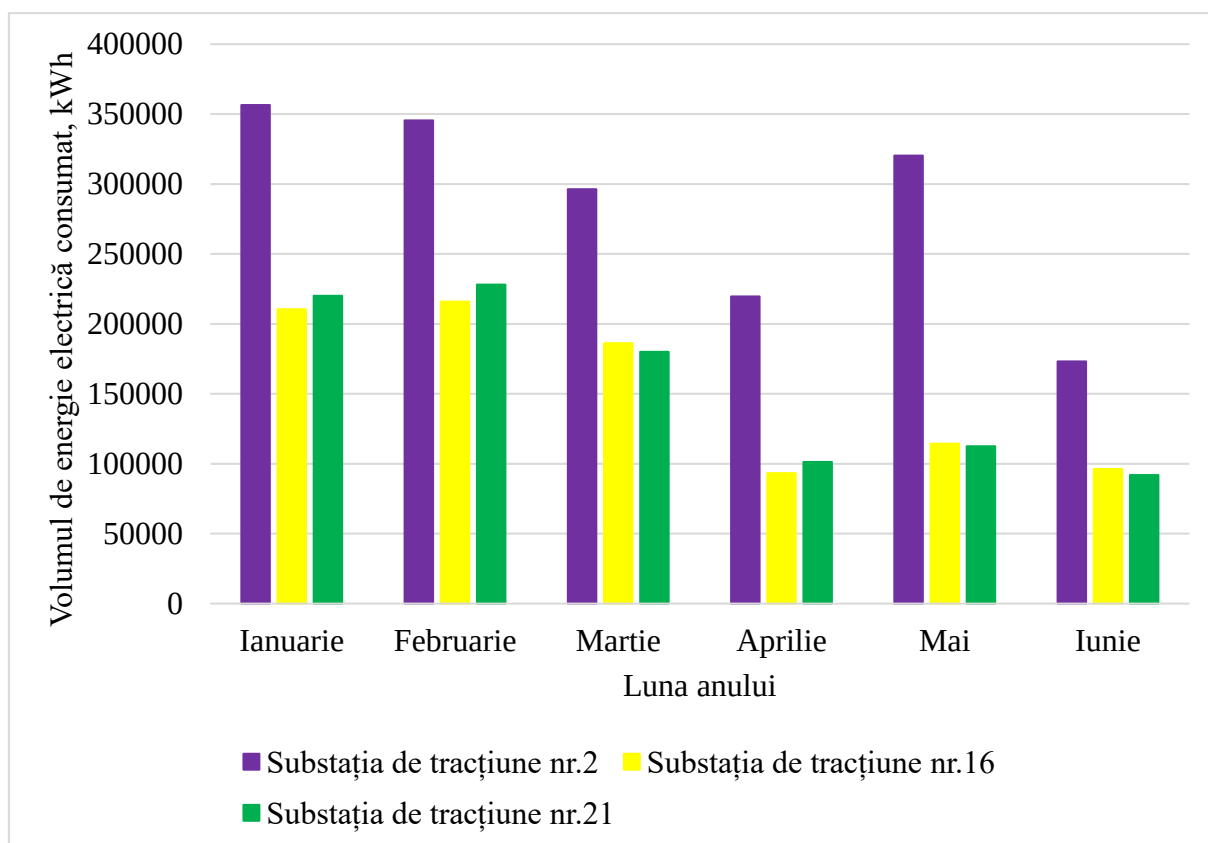


Figura 3.20. Dinamica consumului lunar de energie electrică a parcurilor de troleibuze, atelierului de reparație mecanică și stațiilor de tracțiune conexe pentru prima jumătate a anului 2024

Totodată atât consumul de energie electrică a parcurilor de troleibuze pe cât și atelierul de reparație mecanică tot prezintă o dinamică în descreștere pentru aceste luni.

Tabelul 4. Consumul lunar de energie electrică a parcurilor de troleibuze, atelierului de reparație mecanică și stațiilor de tracțiune conexe pentru prima jumătate a anului 2024

Denumirea entității	Lunile anului 2024					
	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie
Stația de tracțiune nr.2	356400	345600	296200	219600	320400	173082
Stația de tracțiune nr.16	210357	216000	186299	93177	114324	96272
Stația de tracțiune nr.21	220000	228000	180000	101379	112400	92000

În urma evaluării consumului de energie electrică poate fi concluzionat că stațiile de tracțiune 2, 16 și 21 au un consum anual de energie electrică de câteva ori mai mari față de parcurile de troleibuze sau atelierul de reparații mecanice ceea ce oferă o posibilitate fermă de generare a energiei direct în rețelele de contact.

Diagrama prezintă un sistem de cablaj pentru un sistem de iluminat cu 14 circuite. Se prezintă o linie de alimentare cu 600V (roșu) și o linie de împământare (albastru). Fiecare circuit este protejat de un fider și un catod. La dreapta se găsește o listă de echipamente și o coloană de numărare.

Număr	Descriere	Număr
1	Catod Nr.1	1
2	Catod Nr.2	2
3	Fider "M. Dosoftei"	3
4	Fider "Institutul de proiectare"	4
5	Fider "Parc Nr.1"	5
6	Rezerva	6
7	Fider "Institutul de medicina"	7
8	Fider "Bucuria"	8
9	Fider de rezerva	9
10	Fider "Mihai Viteazul"	10
11	Fider "Sciusseu"	11
12	Catodul Nr.5	12
13	Catodul Nr.4	13
14	Catodul Nr.3	14

The diagram illustrates the electrical distribution system for the 10/1000 PB separator. It shows a 0.6 kV line with a 120x10 cross-section. The system includes a separator (PB - 10/1000) and a battery (BAT-43). The distribution network is divided into five feeders (Fider) and a reserve (REZERVA). The feeders are labeled 1 (Fider Pandurilor), 2 (Fider Parc №2), 3 (REZERVA), 4 (Fider Burebista), and 5 (Fider Sarmizegetuza). The diagram also shows the connection to the 10/1000 PB separator and the BAT-43 battery. The distribution network is further divided into eight sections (1-8) with specific equipment and components.

1	2	3	4	5
Fider Pandurilor	Fider Parc №2	REZERVA	Fider Burebista	Fider Sarmizegetuza

1	2	3	6	7	8
Burebista	Padurii	Rezerva	Parc №2	Sarmizegetuza	Separator de legare la pamant

• Pagina 34 din 87 •

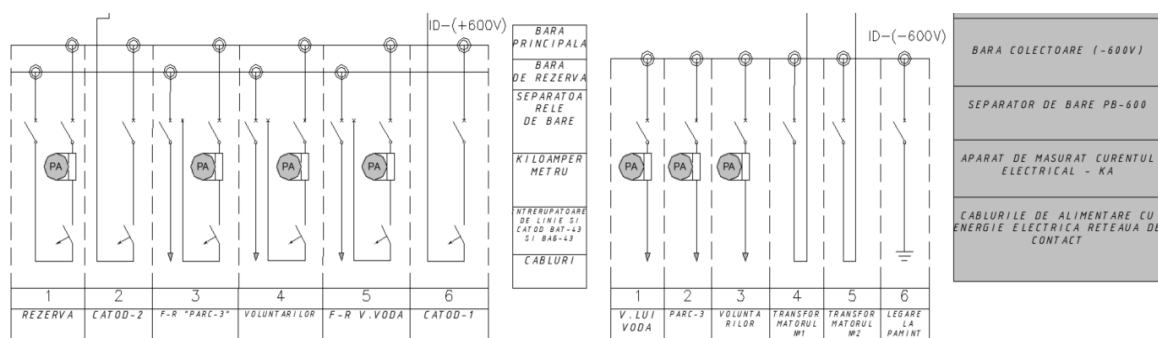


Figura 3.23. Secțiunea schemei stației de tracțiune Nr. 21 ce conține rețelele de contact

Iar datele aferente cablurilor de alimentează rețelele de contact racordate la cele 3 stații de tracțiune sunt prezentate în Tab. 5.

Tabelul 5. Informații aferente liniilor în cablu racordate la stațiile de tracțiune 2, 16 și 21

Nr. ST	Cabluri tensiune joasă 0.6 kV DC +				Cabluri tensiune joasă 0.6 kV DC -				Curentul admisibil, A	Capacitatea de transport, kW
	Tipul	L, m	de la ST	la RC	Tipul	L, m	de la ST	la RC		
2	ACB 1x500	30	ST2	fid. M. Dosoftei	ACB 1x500	30	ST2	fid. M. Dosoftei	966	580
	ACB 1x500	520	ST2	fid. Institutul de Proiectare	ACB 1x500	520	ST2	fid. Institutul de Proiectare	966	580
	ACB 1x500	50	ST2	fid. Parc Nr.1	ACB 1x500	50	ST2	fid. Parc Nr.1	966	580
	ACB 1x500	468	ST2	fid. Institutul de medicina	ACB 1x500	468	ST2	fid. Institutul de medicina	966	580
	ACB 1x500	280	ST2	fid. Bucuria	ACB 1x500	280	ST2	fid. Bucuria	966	580
	ACB 1x500	400	ST2	fid. Mihai Viteazul	ACB 1x500	400	ST2	fid. Mihai Viteazul	966	580
	ACB 1x500	563	ST2	fid. Sciushev	ACB 1x500	563	ST2	fid. Sciushev	966	580
16	ACB 3x240	160	ST16	fid. Pădurilor	ACB 3x240	160	ST16	fid. Pandurilor	389	233
	ACB 10 3x240	25	ST16	fid. PT-2	ACB 10 3x240	25	ST16	fid. PT-2	389	233
	ACB 10 3x240	190	ST16	fid. Burebista	ACB 10 3x240	190	ST16	fid. Burebista	389	233
	ACB 10 3x240	1785	ST16	fid. Sarmisegetuza	ACB 10 3x240	1785	ST16	fid. Samisegetuza	389	233
21	ACB 1x800	275	ST21	fid. V. Vodă	ACB 1x800	275	ST21	fid. V. Vodă	1318	791
	ACB 1x800	270	ST21	fid. Meșterul Manole	ACB 1x800	270	ST21	fid. Meșterul Manole	1318	791
	ACB 3x185	320	ST21	fid. PT-3	ACB 3x185	320	ST21	fid. PT-3	298	179

Din analiza schemelor monofilare și a liniilor în cablu de alimentare a rețelelor de contact din preajma parcurilor de troleibuze și a atelierului de reparații mecanice poate fi concluzionat că prin echipamentele corespunzătoare, descrise în capitolul 4, panourile fotovoltaice amplasate pe acoperișurile parcurilor de troleibuze și atelierului de reparații mecanice pot genera energie în rețelele de contact deoarece prin aceste rețele este tranzitată o cantitate relativ mare de energie (consumată de troleibuze) care poate fi parțial acoperită din energia produsă de panouri și, totodată, capacitatea de transport a rețelelor de contact și a cablurilor ce alimentează aceste rețele (în caz de circulație a puterii inverse spre barele de curent continuu) permit conectarea acestor capacități.

Schemele monofilare detaliate pentru fiecare centrală electrică fotovoltaică sunt prezentate în Anexa 2.

4. SOLUȚII DE RACORDARE

4.1. Analiza regimurilor de funcționare a centralelor fotovoltaice

Ca primă etapă pentru a analiza potențialul de instalare a panourilor fotovoltaice au fost studiate teritoriile parcurilor de troleibuze, atelierului de reparații mecanice și a fost stabilită suprafața fiecărui acoperiș, anume acea suprafața care permite instalarea panourilor fotovoltaice ce vor produce energie cu o eficiență sporită.

Datele detaliate aferente consumului anual de energie electrică a parcurilor de troleibuze și a atelierului de reparație mecanică sunt prezentate în Tabelul 6 și Figura 4.1.

Tabelul 6. Consumul anual de energie electrică a parcurilor de troleibuze și Atelierului de reparație mecanică

Denumirea entității	Consumul energiei electrice al entității pentru anii 2021-2023, kWh		
	2021	2022	2023
<i>Parcul de troleibuze nr.1</i>	383849	512182	527254
<i>Parcul de troleibuze nr.2</i>	565552	606339	509018
<i>Parcul de troleibuze nr.3</i>	472008	376885	371881
<i>Atelierul de reparație mecanică</i>	367234	407530	396702
Total	1788643	1902936	1804855

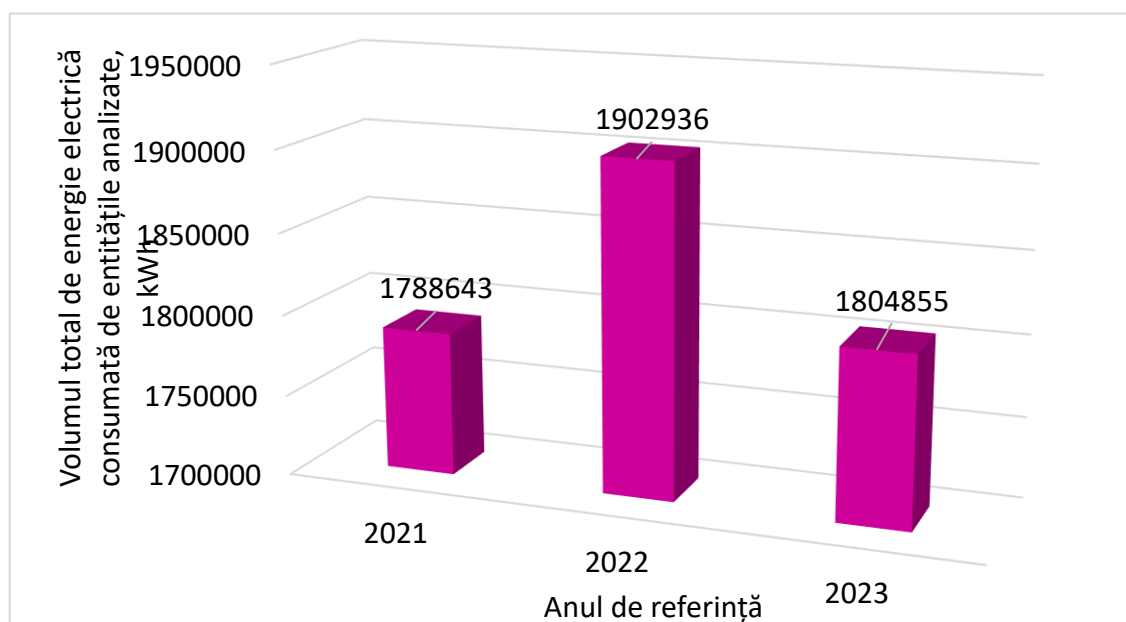


Figura 4.1. Volumul de energie electrică total consumat de Parcurile de Troleibuze și Atelierul de Reparații Mecanice pentru anii 2021 - 2023

Din analiza datelor aferente consumului și suprafețelor actuale disponibile cu luarea în considerare a faptului că suprafețele disponibile asigură montarea unor capacități instalate a centralelor fotovoltaice care ar asigura consumul propriu în proporție de la 105% la 184% și sarcina existentă este conectată la barele de joasă tensiune a PT-urilor proprii a parcurilor de troleibuze, atelierului de reparații mecanice se recomandă să fie instalate invertoare de tip hibrid care vor putea funcționa în mai multe regimuri prezentate mai jos.

Invertoarele hibrid permit conectarea sistemelor de stocare a energiei în baterii de acumulare ce va asigura un management corect a energiei produse.

În contextul datelor prezentate și descrise mai sus pot fi definite câteva regimuri distincte de funcționare:

- ✚ În cadrul **regimului 1.1.** puterea produsă de centrala fotovoltaică este mai mică sau egală ca puterea sarcinii pe partea de joasă tensiune a posturilor de transformare ce alimentează receptoarele din componența entităților analizate;

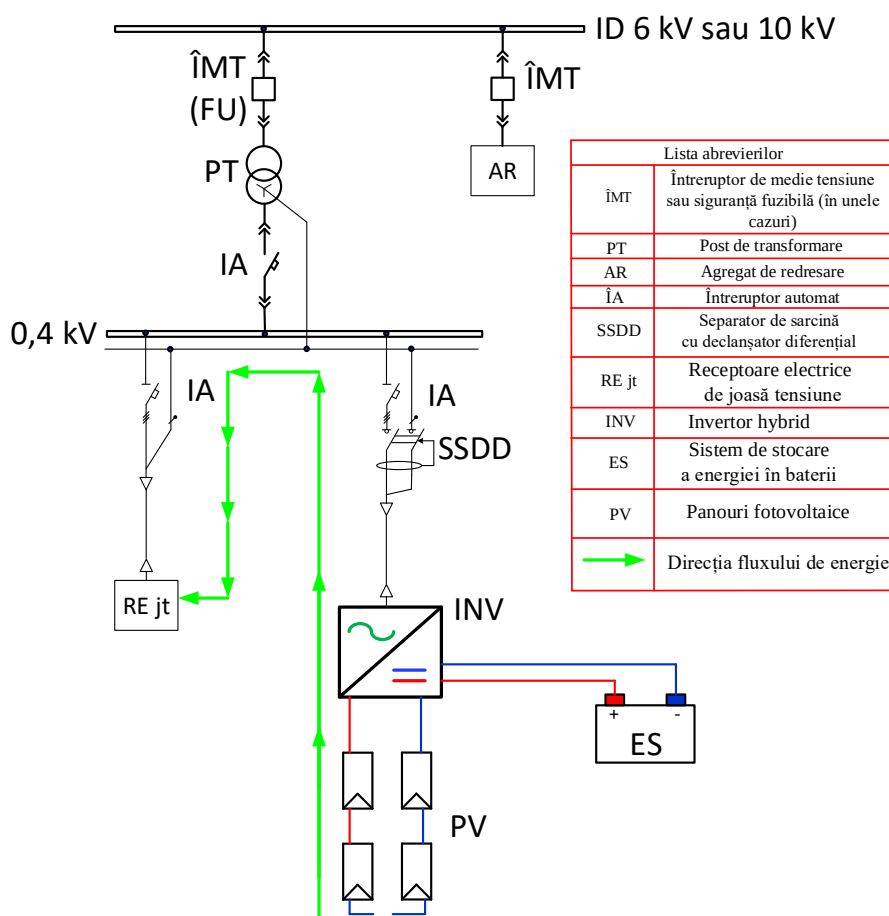


Figura 4.2. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 1.1.

✚ În cazul **regimului 1.2.** puterea produsă de centrala fotovoltaică este mai mare ca puterea sarcinii pe partea de joasă tensiune a posturilor de transformare ce alimentează receptoarele din componența entităților analizate și, în acest caz valabil doar pentru parcurile de troleibuze 1, 2 și 3 atât și pentru atelierul de reparații mecanice din componența RTEC a căror posturi de transformare sunt racordate de la instalațiile de distribuție de la care sunt racordate și stațiile de tracțiune. În acest caz puterea produsă în surplus față de sarcină locală poate fi tranzitată în rețelele de contact;

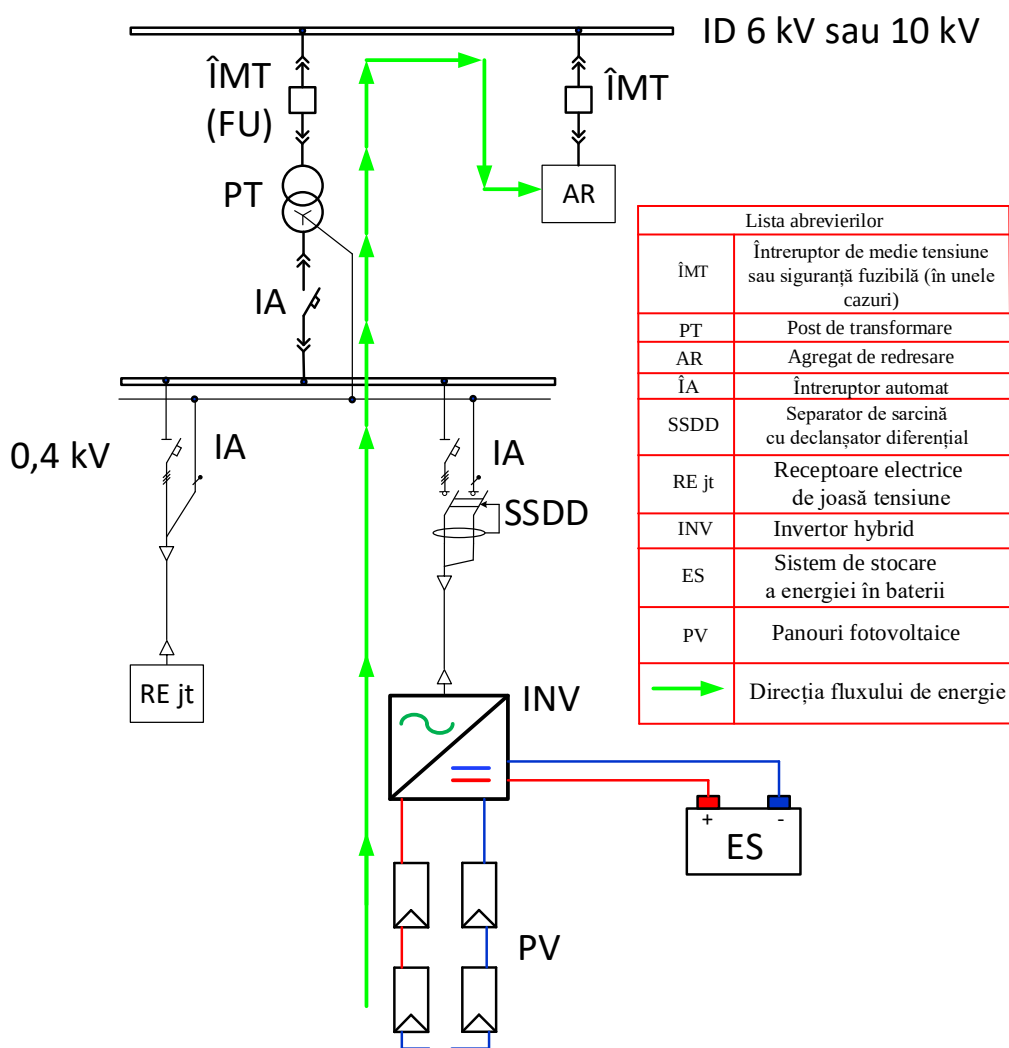


Figura 4.3. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 1.2.

- În cazul **regimului 1.3.** puterea produsă de centrala fotovoltaică este mai mare ca puterea sarcinii pe partea de joasă tensiune a posturilor de transformare ce alimentează receptoarele din componența entităților analizate și, în acest caz valabil pentru toate entitățile analizate energia produsă în surplus va fi tranzitată în sistemele de stocare sub formă de baterii;

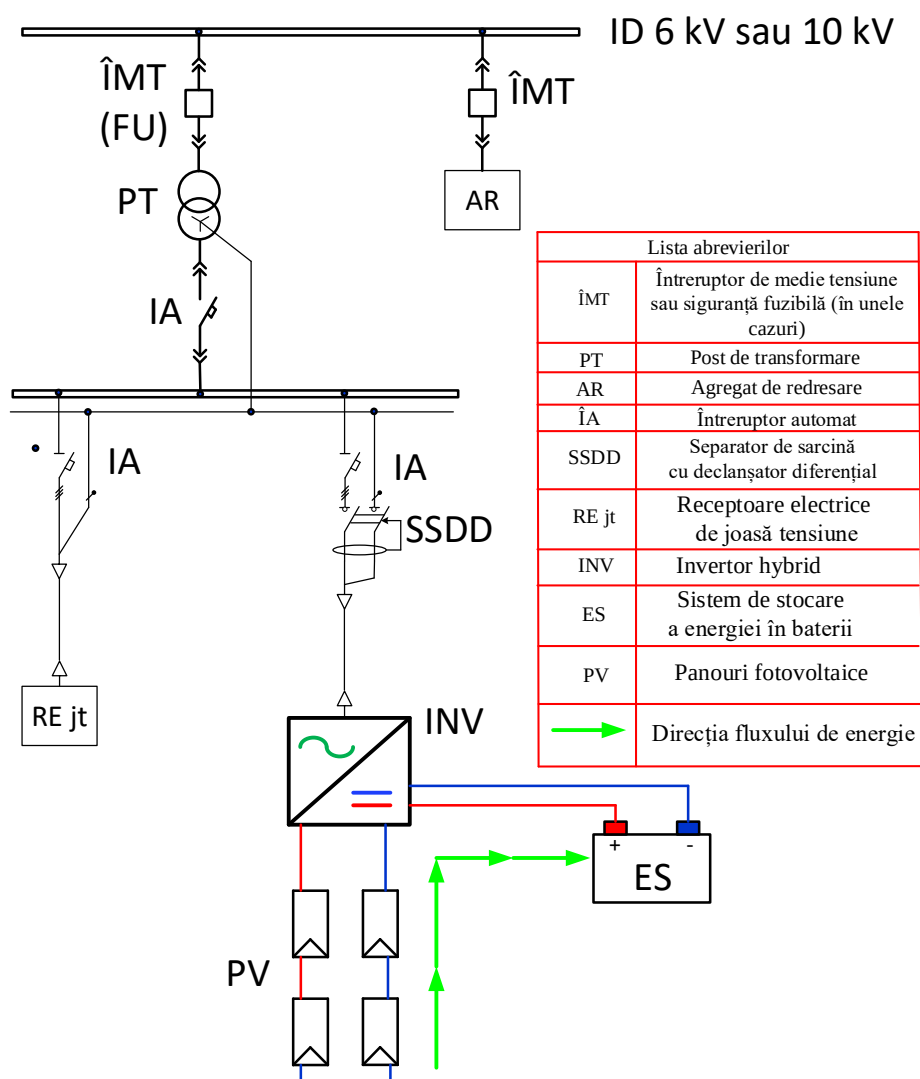


Figura 4.4. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 1.3.

Totodată, din cauza că de la parcurile de troleibuze și atelierul de reparații mecanice până la stațiile de tracțiune care alimentează rețeaua de contact este o distanță anumită cel puțin de ordinul câtorva sute de metri nu este avantajos de conectat panourile fotovoltaice printr-un convertor DC/DC pentru a alimenta direct rețeaua de contact din cauza pierderilor de putere și energie.

Regimurile aferente generării energiei electrice provenită de la panourile fotovoltaice direct în rețeaua de contact

✚ **Regimul 2.1.** – regimul de alimentare a rețelei de contact în care puterea sarcinii este mai mare ca puterea produsă de panourile fotovoltaice. În acest caz panourile PV tranzitează toată energia în rețeaua de contact iar deficitul ce nu poate fi acoperit de panouri este tranzitat din rețeaua publică prin intermediul stațiilor de tracțiune (fig. 4.5.):

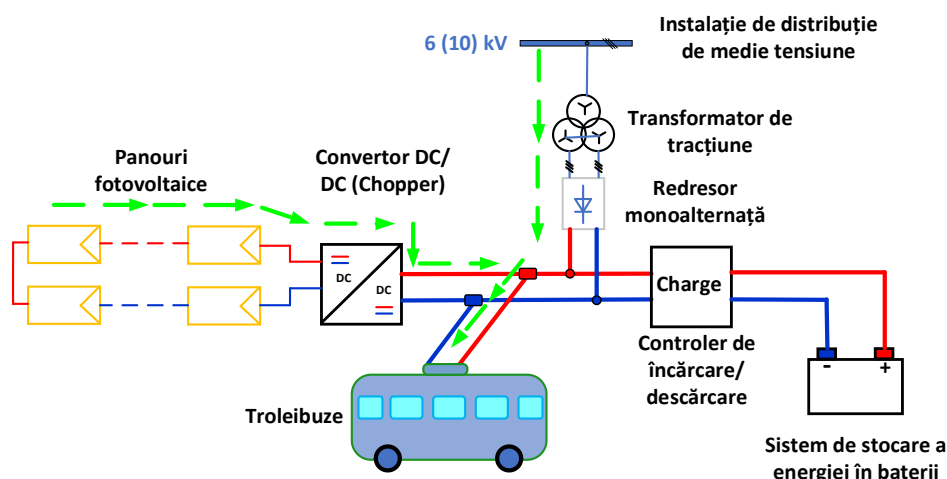


Figura 4.5. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 2.1.

✚ **Regimul 2.2.** – regimul de alimentare a rețelei de contact în care puterea sarcinii este mai mică ca puterea produsă de panourile fotovoltaice. În acest caz panourile PV tranzitează energia în rețeaua de contact iar surplusul este acumulat în sistemul de stocare cu baterii (fig. 4.6.):

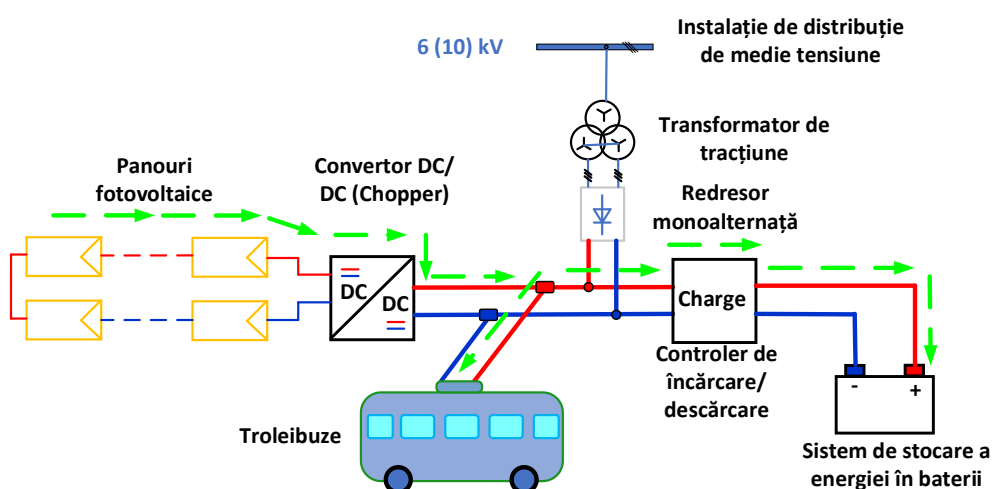


Figura 4.6. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 2.2.

✚ **Regimul 2.3.** – regimul de alimentare a rețelei de contact pe timp de noapte când nu există producere din panourile fotovoltaice. În acest caz rețeaua de contact este alimentată prin intermediul stațiilor de tracțiune din rețeaua publică și, când este economic rentabil (mai ales pe timp de iarnă, în orele de vârf dar, în special odată cu apariția pieței de energie electrică) poate fi utilizată energia stocată în acumulatori (fig. 4.7.):

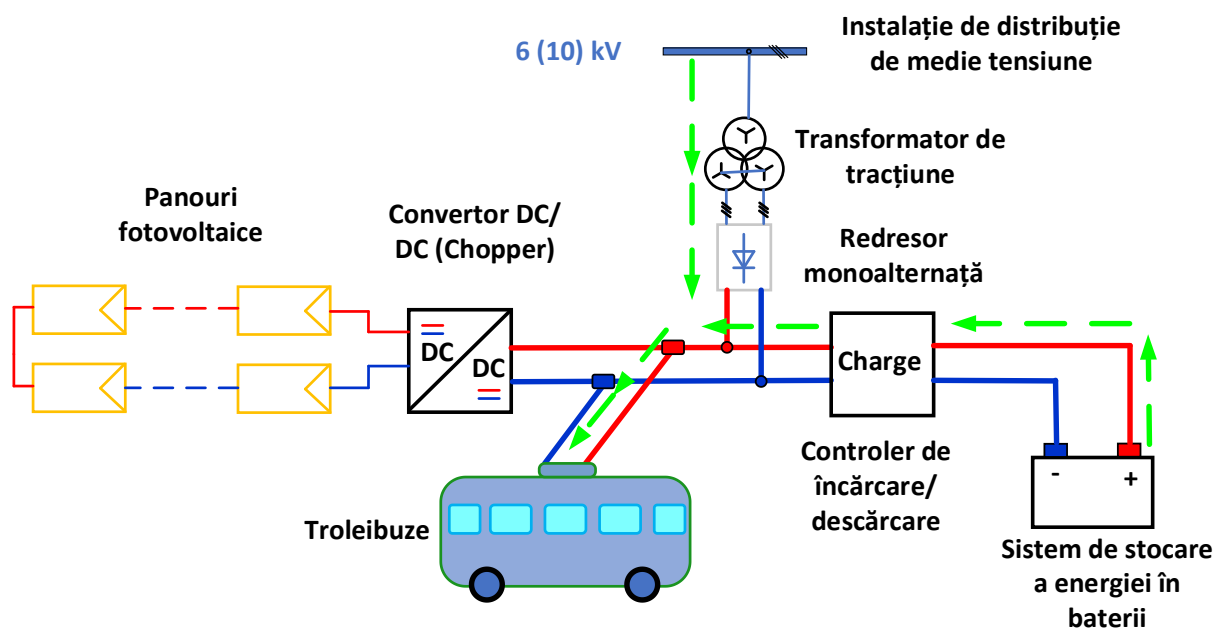


Figura 4.7. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 2.3.

Regimurile aferente acumulării energiei în sistemul de stocare

✚ **Regimul 3.1.** – regimul de încărcare a sistemului de stocare în care producere din fotovoltaice este mai mare ca sarcina din rețeaua de contact și surplusul de energie este tranzitat în baterii (fig. 4.8.):

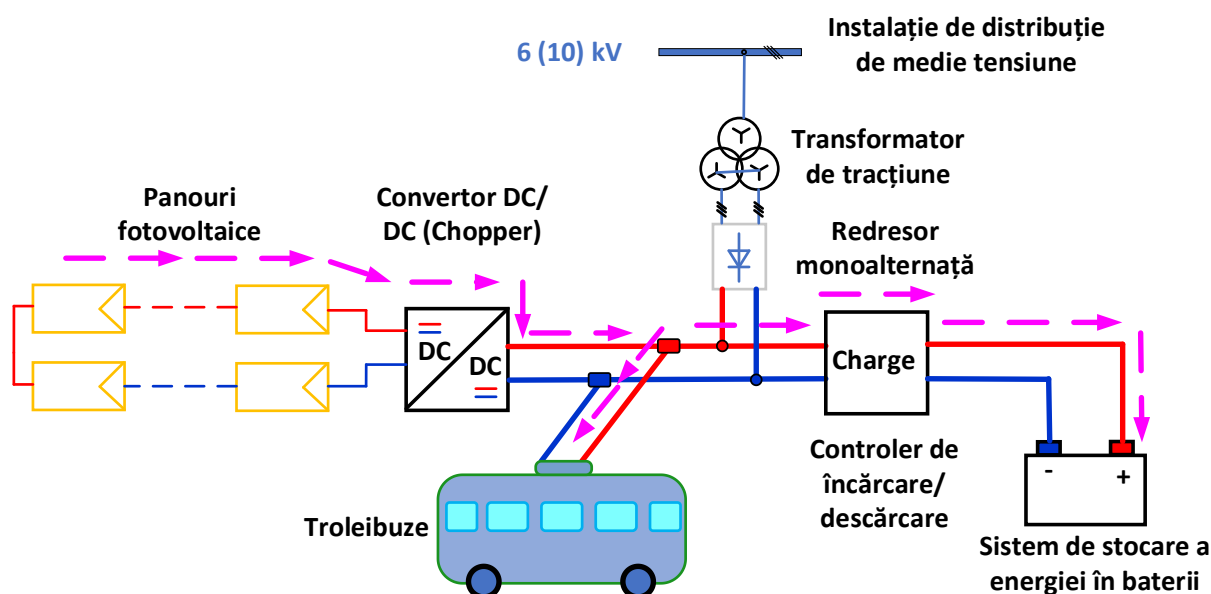


Figura 4.8. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 3.1.

✚ **Regimul 3.2.** – regimul de încărcare a sistemului de stocare datorită sistemelor de frânare regenerativă cu care sunt dotate troleibuzele moderne ce circulă prin Chișinău. La moment energia provenită din frânarea regenerativă este tranzitată doar prin rețelele de contact și, uneori, din cauza că pe unele porțiuni de traseu (pante) mai multe troleibuze dotate cu astfel de sisteme frânează are loc creșterea tensiunii în rețele de contact fenomen ce poate duce la străpungerea izolației. În acest caz, utilizarea unui sistem de stocare ce va urmări valoarea tensiunii și va iniția ciclul de încărcare anume în momentele creșterii tensiunii peste o anumită valoare ar duce la anihilarea fenomenului descris mai sus, totodată, energia stocată poate fi utilizată pe timp de noapte sau în orele de vârf al curbei de sarcină (fig. 4.9.):

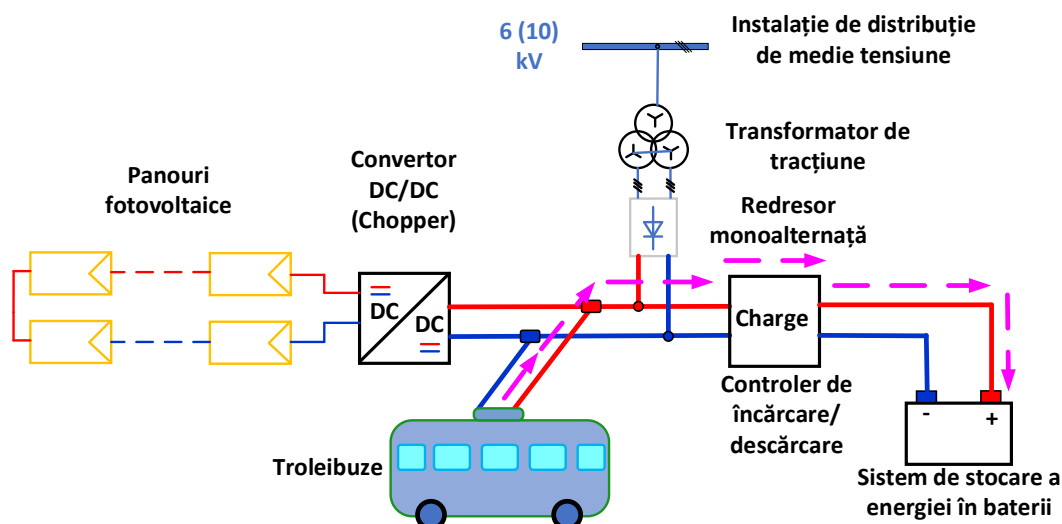


Figura 4.9. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 3.2.

✚ **Regimul 3.3.** – odată cu intrarea în vigoare a regulilor pieței de energie electrică, pe timp de noapte în orele când transportul public nu circulă datorită tarifului diferențiat poate fi rentabil de încărcat sistemul de stocare cu energie din rețea prin intermediul stațiilor de tracțiune și tranzitat înapoi în rețeaua de contact în orele de vârf pentru a diminua cheltuielile. În acest caz automatizarea controlerului de încărcare poate fi elaborată pe baza unui releu de timp (fig. 4.10.):

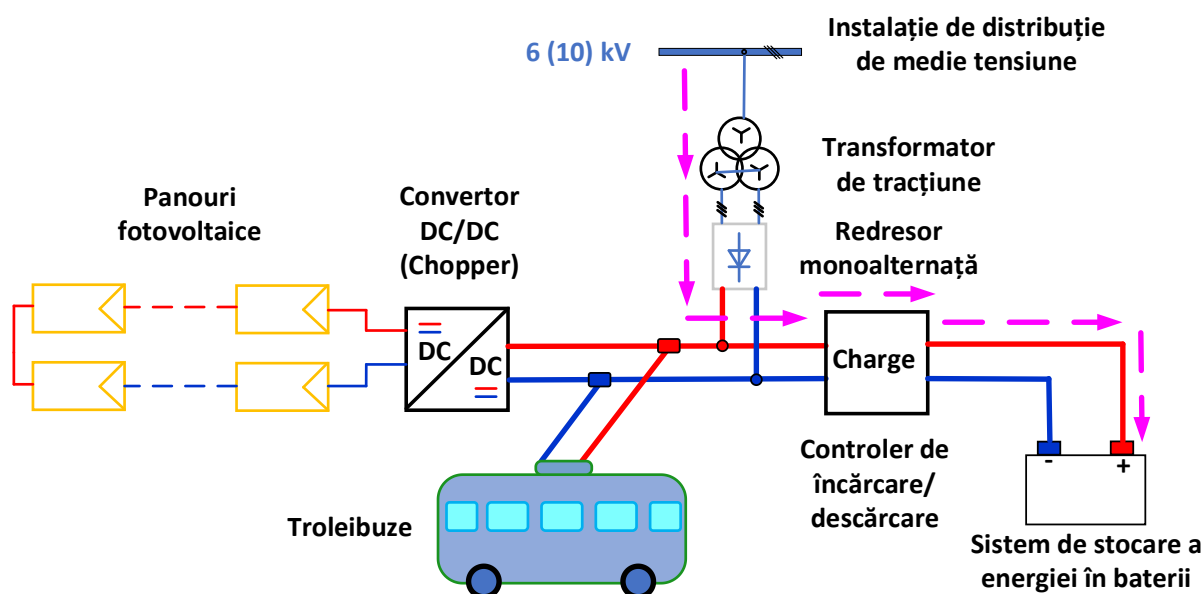


Figura 4.10. Schema monofilară a soluției de racord propuse cu indicarea direcției fluxului de energie pentru regimul 3.3.

Totodată, parametrii echipamentelor în cazul generării energiei direct în rețelele de contact pentru cele trei parcuri și atelierul de reparații mecanice sunt prezentate în **punctul 4.2. – 4.5.**

De asemenea, planul clădirilor, tabele cu datele inițiale și rezultatele simulărilor energiei produse de panourile fotovoltaice (PV) pentru fiecare entitate în parte în cazul livrării energiei în rețele de tensiune alternativă a parcurilor și atelierului sunt prezentate în **punctul 4.6.**

4.2. Centrala fotovoltaică a Parcului de troleibuze nr. 1

Tabelul 7. Datele inițiale și calculate pentru Parcul de troleibuze nr.1

Denumirea obiectului	Suprafața acoperișurilor, m ²	Puterea panourilor PV reieșind din consum, kW	Puterea panourilor fotovoltaice reieșind din suprafața disponibilă, kW	Puterea totală a panourilor PV recomandată către instalare, kW	Numărul de invertoare cu puterea unitară de 50 kW
Parcul de troleibuze Nr. 1	7945	505	530	500	10
	Numărul de panouri PV cu puterea unitară 500 W		Numărul de panouri PV conectate la fiecare inverter	Capacitatea de stocare conectată la fiecare inverter, kWh	Capacitatea totală a instalațiilor de stocare a energiei, kWh
	1000		100	150	1500

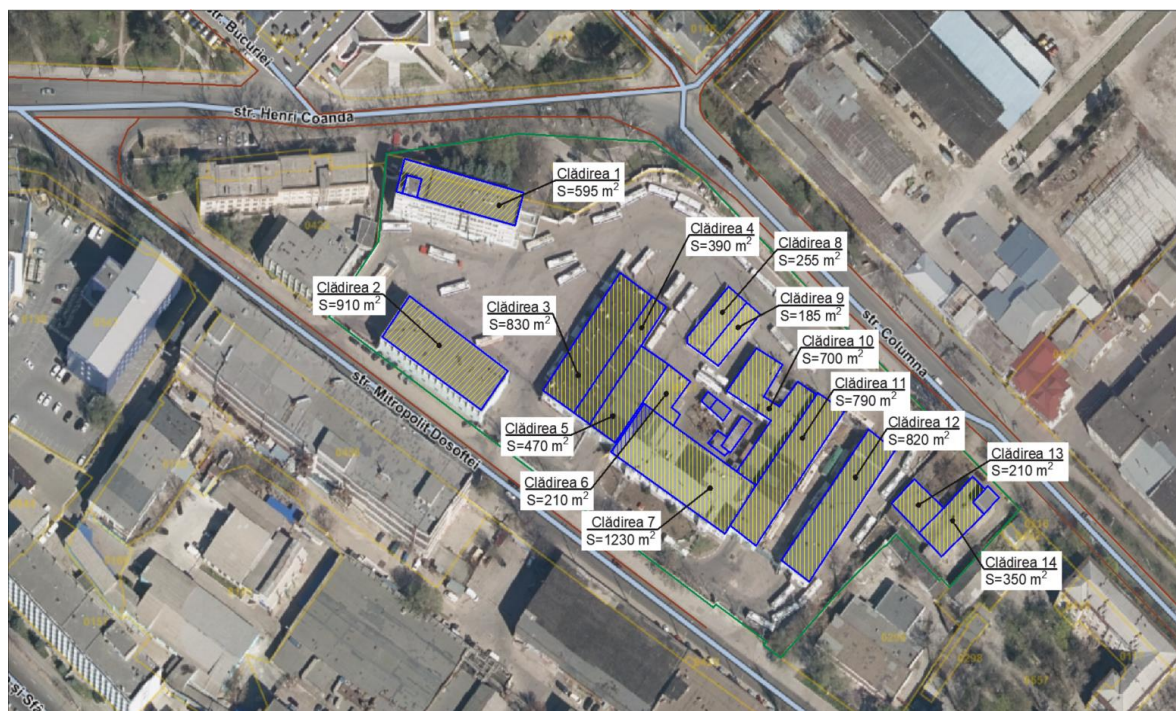


Figura 4.11. Planul Parcului de troleibuze nr. 1 cu evidențierea suprafețelor acoperișurilor potențiale pentru instalarea panourilor

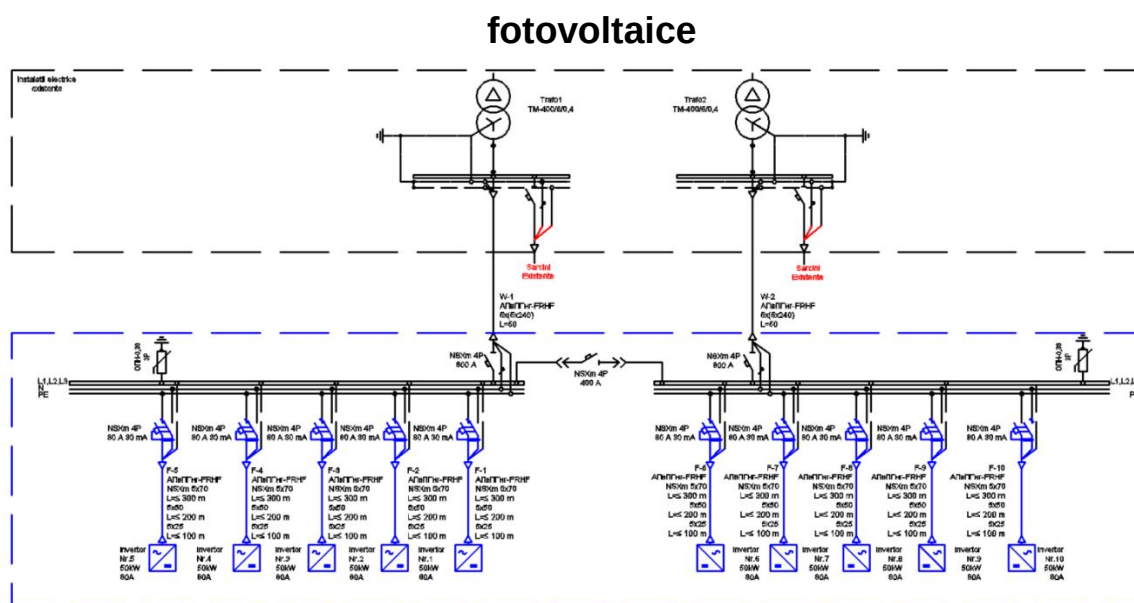


Figura 4.12. Schema electrică monofilară de racord a invertoarelor pentru Parcul de troleibuze nr. 1

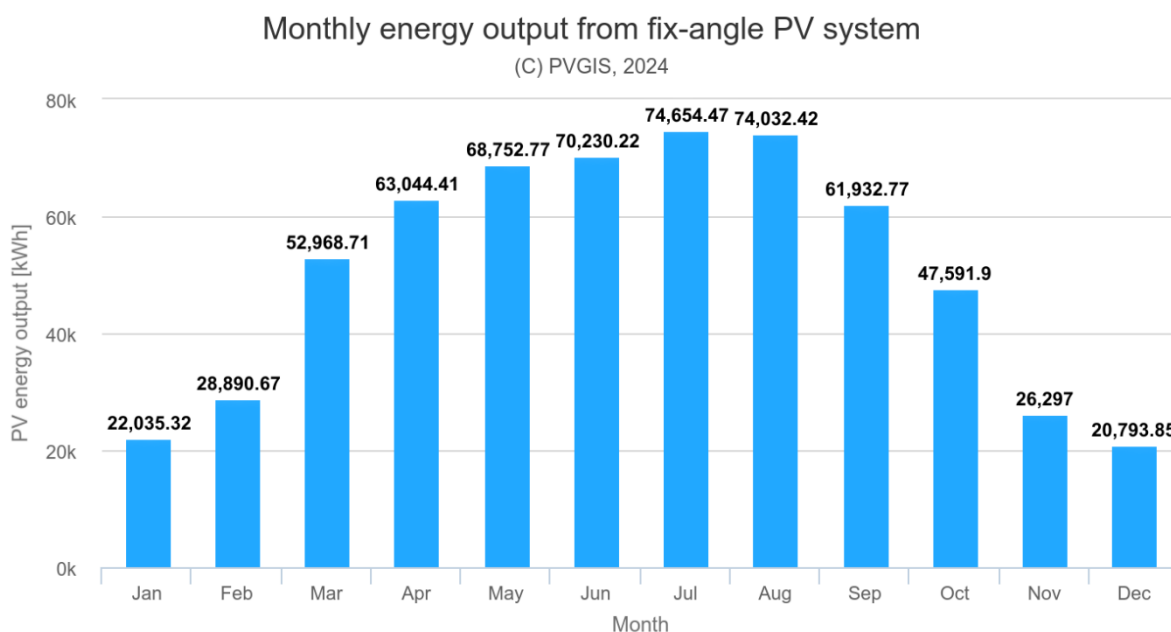


Figura 4.13. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 1 [7]

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	47.037,28.818
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	500
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	37 (opt)
Azimuth angle [°]:	-2 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	611224.52
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1552.73
Year-to-year variability [kWh]:	27168.82
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.79
Spectral effects [%]:	1.26
Temperature and low irradiance [%]:	-7
Total loss [%]:	-21.27

Figura 4.14. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 1 [7]

4.3. Centrala fotovoltaică a Parcului de troleibuze nr. 2

Tabelul 8. Datele inițiale și calculate pentru Parcul de troleibuze nr.2

Denumirea obiectului	Suprafața acoperișurilor, m ²	Puterea panourilor PV reieșind din consum, kW	Puterea panourilor fotovoltaice reieșind din suprafața disponibilă, kW	Puterea totală a panourilor PV recomandată către instalare, kW	Numărul de invertoare cu puterea unitară de 50 kW
Parcul de troleibuze nr. 2	7053	393	470,2	450	9
	Numărul de panouri PV cu puterea unitară 500 W		Numărul de panouri PV conectate la fiecare inverter	Capacitatea de stocare conectată la fiecare inverter, kWh	Capacitatea totală a instalațiilor de stocare a energiei, kWh
	900		100	150	1350



Figura 4.15. Planul Parcului de troleibuze nr. 2 cu evidențierea suprafețelor acoperișurilor potențiale pentru instalarea panourilor fotovoltaice

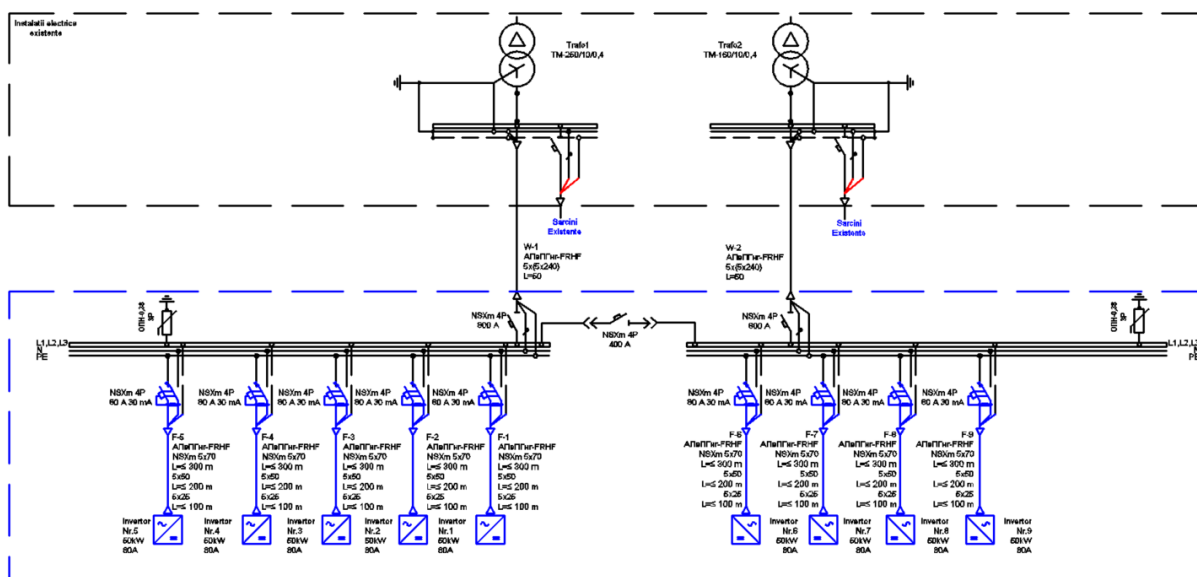


Figura 4.16. Schema electrică monofilară de racord a inverteoarelor pentru Parcul de troleibuze nr. 2

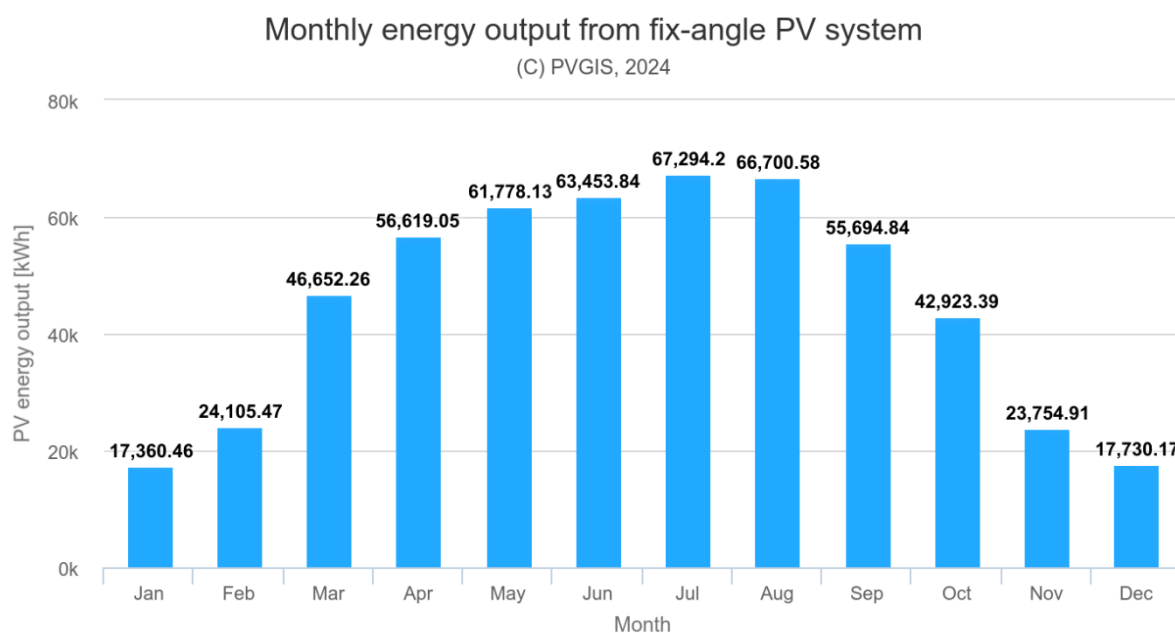


Figura 4.17. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 2 [7]

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	46.987,28.887
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	450
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	36 (opt)
Azimuth angle [°]:	-3 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	544067.29
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1537.37
Year-to-year variability [kWh]:	23390.59
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.8
Spectral effects [%]:	1.27
Temperature and low irradiance [%]:	-7.1
Total loss [%]:	-21.36

Figura 4.18. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 2 [7]

4.4. Centrala fotovoltaică a Parcului de troleibuze nr. 3

Tabelul 9. Datele inițiale și calculate pentru Parcul de troleibuze nr.3

Denumirea obiectului	Suprafața acoperișurilor, m ²	Puterea panourilor PV reieșind din consum, kW	Puterea panourilor fotovoltaice reieșind din suprafața disponibilă, kW	Puterea totală a panourilor PV recomandată către instalare, kW	Numărul de invertoare cu puterea unitară de 50 kW
Parcul de troleibuze nr. 3	9408	340	627	600	12
	Numărul de panouri PV cu puterea unitară 500 W	Numărul de panouri PV conectate la fiecare inverter		Capacitatea de stocare conectată la fiecare inverter, kWh	Capacitatea totală a instalațiilor de stocare a energiei, kWh
	1200	100		150	1800



Figura 4.19. Planul Parcului de troleibuze nr. 3 cu evidențierea suprafețelor acoperișurilor potențiale pentru instalarea panourilor fotovoltaice

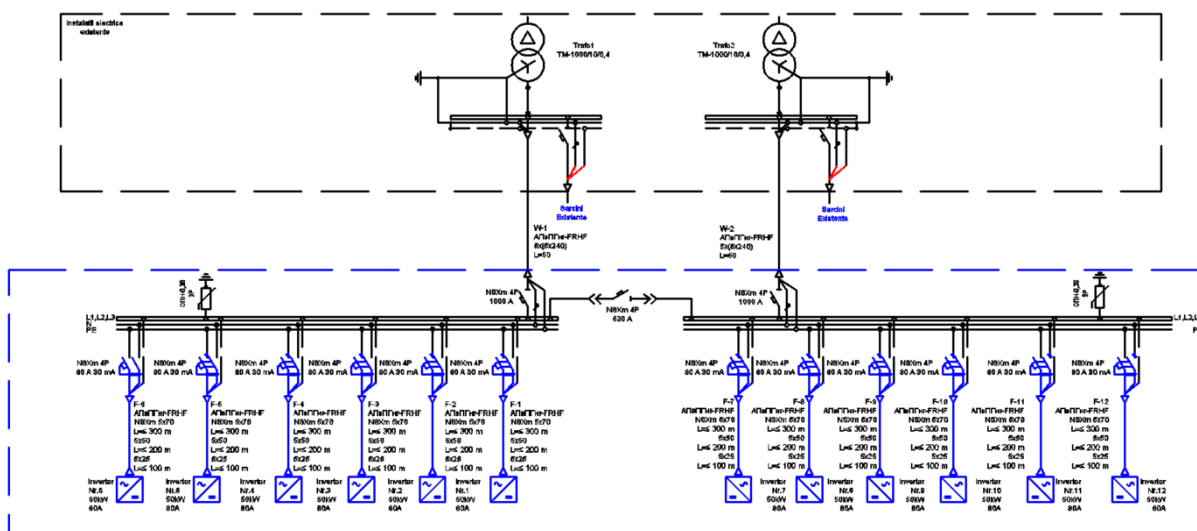


Figura 4.20. Schema electrică monofilară de racord a inverteoarelor pentru Parcul de troleibuze nr. 3

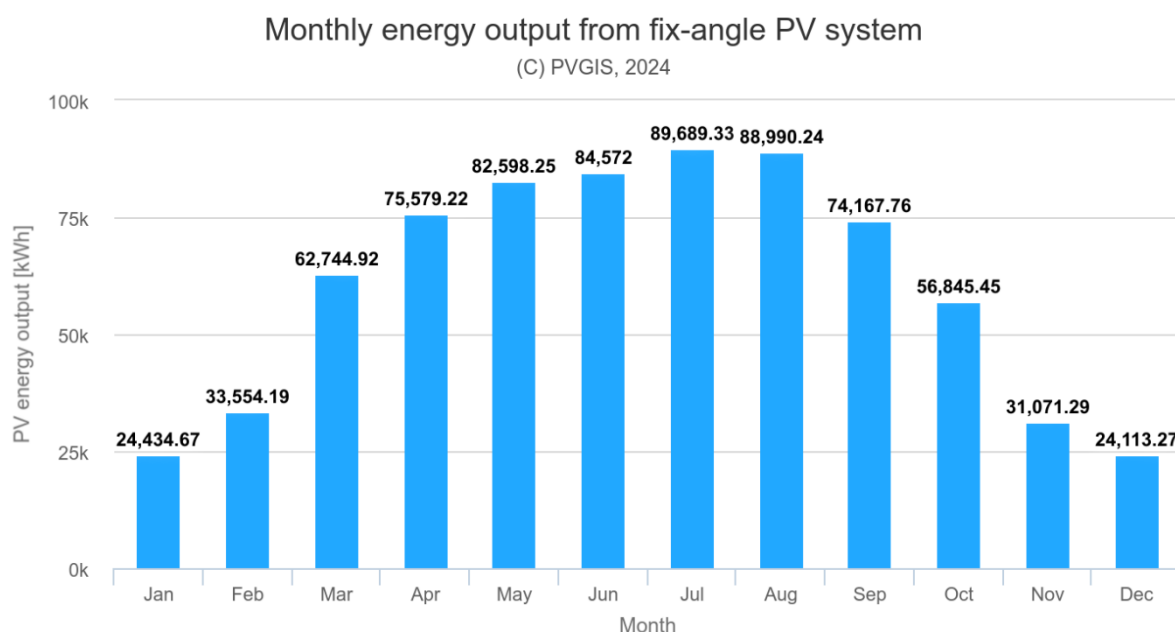


Figura 4.21. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 3 [7]

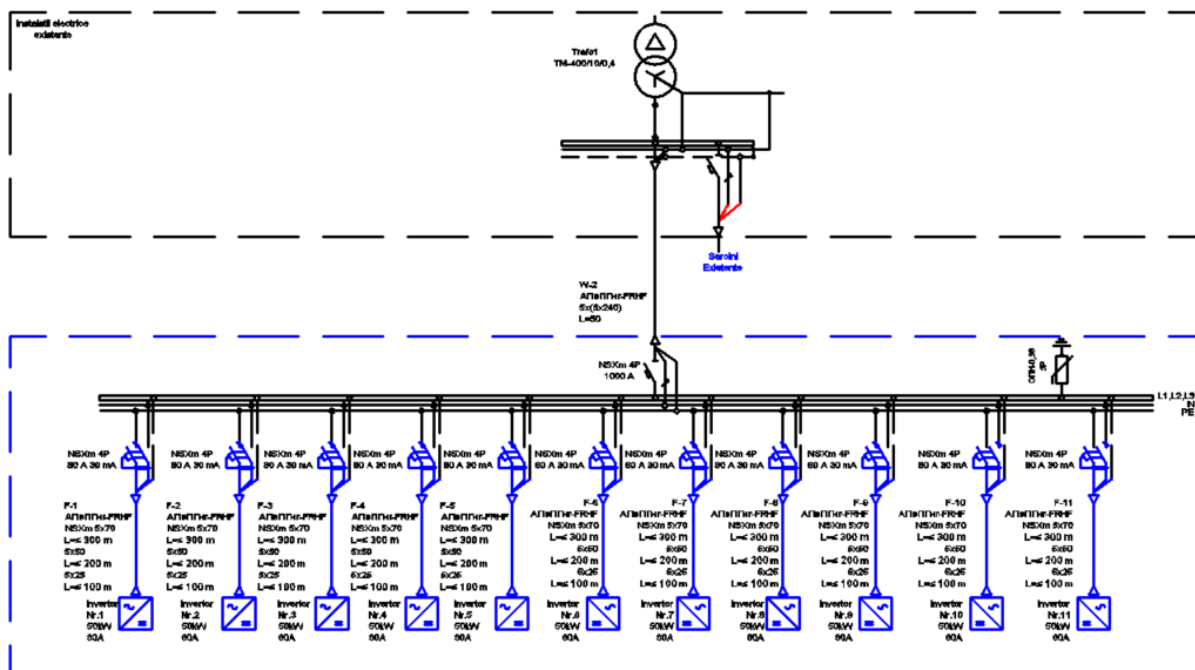
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	47.027,28.886
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	600
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	36 (opt)
Azimuth angle [°]:	-3 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	728360.59
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1543.16
Year-to-year variability [kWh]:	32402.73
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.79
Spectral effects [%]:	1.25
Temperature and low irradiance [%]:	-7.07
Total loss [%]:	-21.33

Figura 4.22. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Parcului de troleibuze nr. 3 [7]

4.5. Centrala fotovoltaică a Atelierului de reparații mecanice

Tabelul 10. Datele inițiale și calculate pentru Atelierul de reparații mecanice

Denumirea obiectului	Suprafața acoperișurilor, m ²	Puterea panourilor PV reieșind din consum, kW	Puterea panourilor fotovoltaice reieșind din suprafața disponibilă, kW	Puterea totală a panourilor PV recomandată către instalare, kW	Numărul de invertoare cu puterea unitară de 50 kW
Atelierul de Reparații Mecanice	4738	439	584	550	11
	Numărul de panouri PV cu puterea unitară 500 W		Numărul de panouri PV conectate la fiecare inverter	Capacitatea de stocare conectată la fiecare inverter, kWh	Capacitatea totală a instalațiilor de stocare a energiei, kWh
	1100		100	150	1650



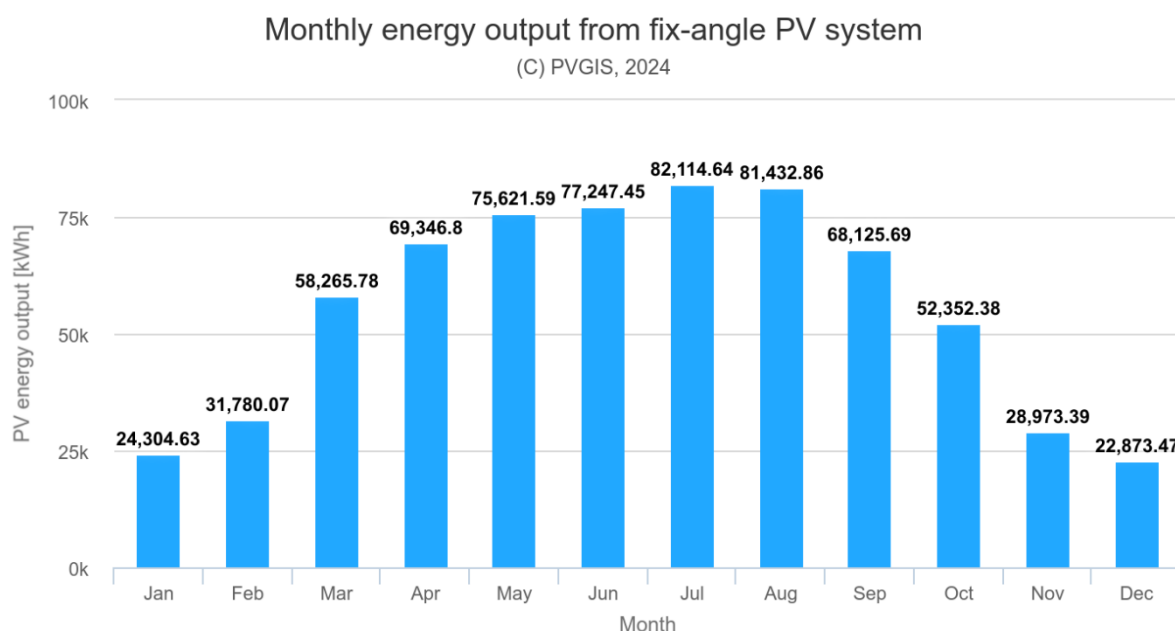


Figura 4.25. Curba de generare a energiei produse lunar de panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Atelierului de reparații mecanice [7]

Provided inputs:

Location [Lat/Lon]:	47.035,28.822
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	550
System loss [%]:	14

Simulation outputs:

Slope angle [°]:	37 (opt)
Azimuth angle [°]:	-2 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	672438.74
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1552.95
Year-to-year variability [kWh]:	29848.64
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.79
Spectral effects [%]:	1.26
Temperature and low irradiance [%]:	-7
Total loss [%]:	-21.27

Figura 4.26. Datele inițiale și cele obținute în urma simulărilor pentru panourile fotovoltaice preconizate a fi instalate pe acoperișul clădirilor Atelierului de reparații mecanice [7]

Totodată, reieșind din suprafața disponibilă a acoperișurilor puterea instalată sumară a panourilor fotovoltaice (prezentată în Tabelul 11) este suficientă ca să acopere consumul receptoarele aflate pe teritoriul parcurilor de troleibuze iar, surplusul poate fi stocat în baterii în scopuri de echilibrare sau pentru alimentarea rețelei de contact în cazul parcurilor de troleibuze și a atelierului de reparații mecanice.

Tabelul 11. Rezultatele simulărilor pentru toate entitățile analizate în cazul generării energiei în rețelele de tensiune alternativă

Denumirea obiectului	Suprafața acoperișurilor, m ²	Puterea totală a panourilor fotovoltaice recomandată către instalare, kW	Numărul de invertoare cu puterea unitară de 50 kW	Numărul de panouri fotovoltaice cu puterea unitară 500 W	Capacitatea de stocare conectată la fiecare inverter, kWh	Capacitatea totală a instalațiilor de stocare a energiei, kWh
Parcul de troleibuze nr. 1	7945	500	10	1000	150	1500
Parcul de troleibuze nr. 2	7053	450	9	900	150	1350
Parcul de troleibuze nr. 3	9408	600	12	1200	150	1800
Atelierul de reparații mecanice	4738	550	11	1150	150	1650



Figura 4.27. Invertorul Huawei SUN2000-50KTL-M0 [11]

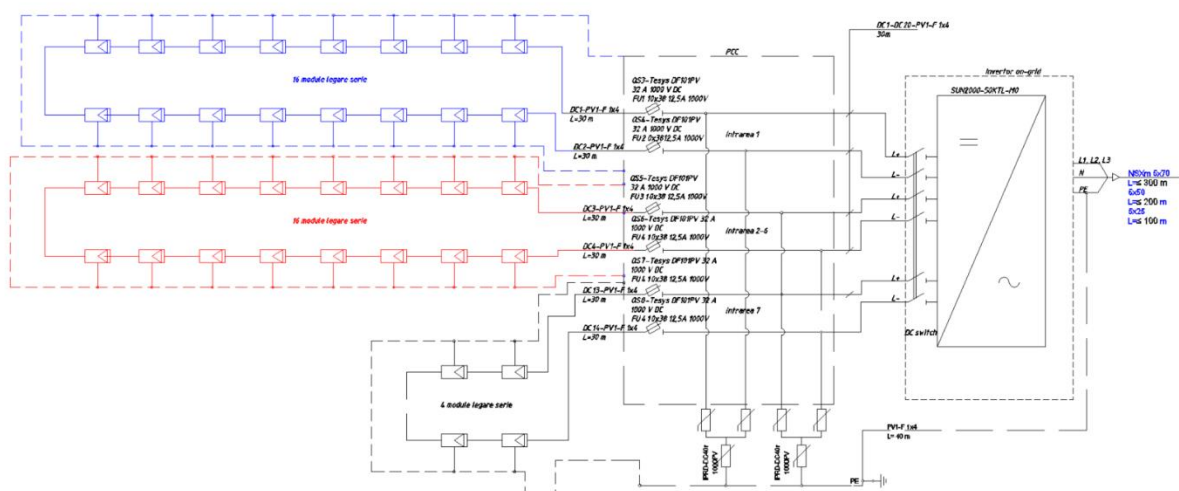


Figura 4.28. Schema de tensiune continua de racord a panourilor la bornele invertorului

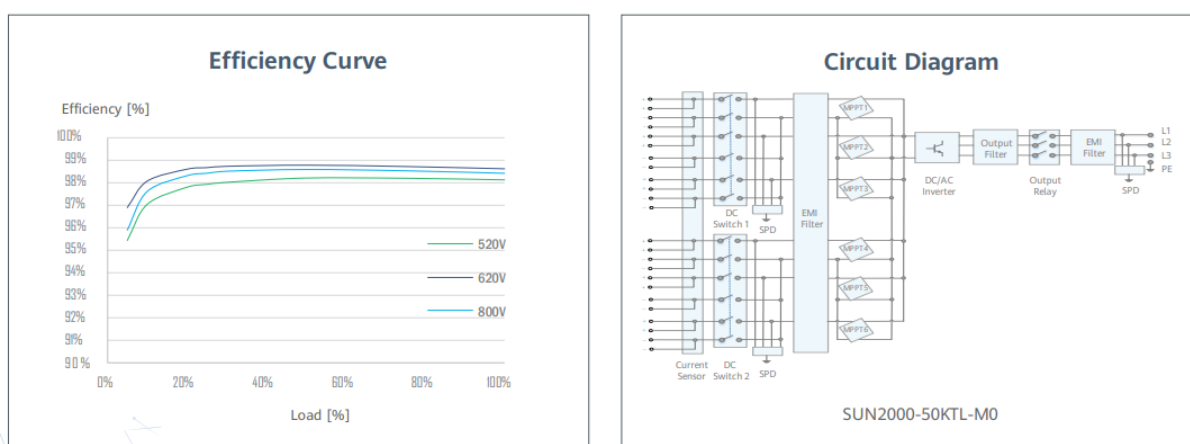


Figura 4.29. Curbele randamentului și schema de conexiuni a invertorului [11]

Schemele monofilare detaliate pentru fiecare centrală electrică fotovoltaică sunt prezentate în Anexa 1.

4.6. Soluția tehnică în cazul generării directe a energiei în rețeaua de contact

În cazul generării directe a energiei de tensiune continuă produsă de panourile fotovoltaice, sistemul în afară de cele prezente în cadrul unui sistem fotovoltaic clasic (panouri fotovoltaice, sisteme de fixare, cabluri de curent continuu, separatoare cu fuzibili) vor fi necesare unele echipamente noi și anume convertoare DC/DC unidirecțional și convertoare DC/DC bidirecționale (controler de încărcare/descărcare a sistemului de stocare) și întreruptoare de curent continuu, totodată, inverterul (on-grid, off-grid sau hybrid) în acest caz va fi exclus. În continuare vor fi descrise principalele caracteristici tehnice a echipamentelor ce nu s-au regăsit în punctele 4.2. – 4.5.

Convertorul unidirecțional DC/DC (Chopper)

Convertorul DC/DC de tip Chopper unidirecțional are la intrare tensiunea în limitele 0 – 1000 V cu o tensiune nominală în jur de 800 V și puterea de 120 kW. La ieșire valoarea nominală a tensiunii trebuie să fie de 600 V cu o marjă de variație până la 800 V. Prin acest convertor energia va fi tranzitată doar unidirecțional de la panouri fotovoltaice spre rețeaua de contact [16].

Convertorul bidirecțional DC/DC (Controler de încărcare/descărcare a bateriilor)

Convertorul bidirecțional DC/DC având funcția de controler de încărcare/descărcare [16]. Acest convertor are ca intrare un sistem de stocare format din 15 baterii de tip LiFePO_4 cu tensiunea 48 V și capacitatea 500 Ah iar la ieșire are rețeaua de contact adică tensiunea nominală 600 V cu o marjă de variație DC care a servește ca sursă sau sarcină pentru acest convertor. Totodată, în acest caz, energia prin convertor va circula bidirecțional în dependență de regimul de lucru descris în regimurile (2.1.-2.3. și 3.1.- 3.3.). Totodată ele trebuie să aibă 15 de ieșiri pentru a conecta 15 baterii care în sumă vor da o capacitate de 360 kWh.



Figura 4.30. Convertoare DC/DC SINAMICS DCP [16]

Echipamentele alese pentru toate parcurile de troleibuze și atelierul de reparații mecanice pentru cazul generării directe a energiei în rețeaua de contact sunt prezentate în tabelul 12.

Tabelul 12. Rezultatele calculelor pentru toate entitățile analizate în cazul generării energiei în rețelele de contact (tensiune continuă)

Denumirea obiectului	Puterea totală a panourilor PV recomandată către instalare, kW	Numărul de convertoare DC/DC unidirecționale (Chopper) cu puterea 120 kW	Costul total convertoarelor unidirecționale (circa 12,5 mii Euro per unitate), Euro	Numărul de panouri PV cu puterea unitară 500 W, unități	Numărul de convertoare DC/DC bidirecționale (Controler de încărcare) cu puterea 120 kW, unități	Costul total convertoarelor unidirecționale (circa 20 mii Euro per unitate), Euro	Capacitatea sistemului de stocare în baterii, kWh	Cheltuieli de racord circa 5 mii Euro /convector, total mii Euro cu stocare fără stocare *
Parcul de Troleibuze Nr. 1	500	6	75	1000	6	120	1500	60 / 30*
Parcul de Troleibuze Nr. 2	450	5	62,5	900	5	100	1350	50 / 25 *
Parcul de Troleibuze Nr. 3	600	6	75	1200	6	120	1800	60 / 30*
Atelierul de reparații mecanice	550	6	75	1100	6	120	1650	60 / 30*

În cazul generării directe în rețelele de contact poate fi analizat și regimul fără sisteme de stocare, astfel trebuie luate în calcul doar diferențele de preț între inverter și convertor dc/dc unidirecțional, totodată, și pentru întreruptoarele de curent continuu.

Un moment important la generarea directă în rețelele de contact e ca la etapa de proiectare să fie făcută o analiză conform informațiilor din tab. 12 și convertoarele să nu fie conectate în același fider de curent continuu ca să fie evitată suprasarcina pe aceste fidere.

Acest fapt poate fi realizat cel mai precis după ce va fi preluată curba de sarcină de pe fiderele de curent continuu ce trec în nemijlocita apropiere de parcuri și atelierul de reparații mecanice dar, chiar și la etapă dată poate fi concluzionat, chiar fără luarea în considerare a sarcinii, că fiderele au o capacitate de transport sumară ce poate încadra producerea din panourile PV amplasate pe acoperișurile entităților studiate.

În afară de investițiile datorate convertoarelor trebuie de luat în considerare cheltuielile pentru racordarea lor la rețeaua de contact ce implică utilizarea aparatelor de protecție și comutație de tensiune continuă care, la rândul lor, au o construcție a camerelor de stingere mult mai complexă față de cele la tensiune alternativă



Figura 4.31. Întreruptor automat 750 V DC 600 A [17]

5. CONSIDERAȚII PRIVIND FEZABILITATEA TEHNICO-ECONOMICĂ ȘI ASPECTE DE REGLEMENTARE

5.1. Cadrul de reglementare existent și potențiale aspecte cu impact asupra soluțiilor identificate în studiu

Principalele acte normative care reglementează activitatea participanților pieței energiei electrice sunt următoarele:

- *Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică*, care stabilește cadrul juridic pentru organizarea, reglementarea și asigurarea funcționării eficiente și sigure a sectoarelor energetice. Legea cu privire la energetică prevede:
 - ✓ crearea cadrului juridic pentru organizarea și desfășurarea activităților în sectoarele energiei în condiții de accesibilitate, disponibilitate, fiabilitate, continuitate, competitivitate, calitate și transparență;
 - ✓ reglementarea raporturilor juridice dintre întreprinderile energetice, dintre întreprinderile energetice și consumatori, utilizatorii de sistem, precum și dintre întreprinderile energetice și organele centrale de specialitate, alte autorități ale administrației publice centrale, autoritatea de reglementare, alte autorități publice, precum și autoritățile administrației publice locale;
 - ✓ crearea condițiilor necesare pentru limitarea activității de monopol, pentru liberalizarea piețelor energetice, precum și pentru promovarea concurenței pe piețele energetice;
 - ✓ instituirea principiilor de bază pentru asigurarea consumatorilor cu energie de calitate în condiții echitabile, transparente și nediscriminatorii;
 - ✓ cadrul juridic de funcționare a autorității de reglementare – Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (*în continuare – ANRE*), inclusiv a atribuțiilor de aprobare a actelor normative de reglementare, de monitorizare a activității participanților la piețele energetice, inclusiv prin prisma respectării de către aceștia a actelor legislative și a actelor normative de reglementare în domeniul energiei etc.
- *Legea nr. 107/2016 cu privire la energia electrică*, care prevede cadrul juridic general pentru organizarea, reglementarea,

asigurarea funcționării eficiente și monitorizarea sectorului electroenergetic menit să aprovizioneze consumatorii finali cu energie electrică în condiții de accesibilitate, disponibilitate, fiabilitate, continuitate, calitate și transparență. Legea cu privire la energia electrică instituie mecanismele necesare pentru:

- ✓ asigurarea accesului liber la piața energiei electrice;
- ✓ promovarea producerii energiei electrice; asigurarea echilibrului adecvat între ofertă și cerere, a nivelului corespunzător al capacității interconexiunilor pentru facilitarea schimburilor transfrontaliere de energie electrică;
- ✓ dezvoltarea pieței energiei electrice și integrarea într-o piață de energie electrică competitivă;
- ✓ stabilirea măsurilor menite să garanteze securitatea aprovizionării cu energie electrică; îndeplinirea corespunzătoare a obligațiilor de serviciu public;
- ✓ asigurarea respectării drepturilor consumatorilor finali, precum și a normelor privind protecția mediului.

➤ *Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile*, stabilește cadrul necesar pentru promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Legea privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile instituie cadrul juridic pentru promovarea și utilizarea energiei din surse regenerabile și stabilește obiectivele naționale obligatorii privind ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie, precum și ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final de energie în transporturi. Legea stabilește normele referitoare la schemele de sprijin pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile, la garanțiile de origine, la procedurile administrative, la accesul producătorilor de energie electrică din surse regenerabile la piața energiei electrice și la rețelele electrice etc.

➤ *Regulile pieței energiei electrice (în continuare - RPEE), aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 283/2020 din 07.08.2020*. Regulile pieței energiei electrice stabilesc principiile, regulile și mecanismele referitoare la formarea prețurilor și relațiile comerciale pe piața angro de energie electrică între participanții pieței energiei electrice, reglementează termenele și condițiile de organizare și funcționare a pieței energiei electrice, inclusiv piața contractelor bilaterale de energie electrică, piața energiei electrice pentru ziua următoare, piața energiei electrice pe parcursul zilei, piața energiei electrice de echilibrare și piața serviciilor de sistem, drepturile și obligațiile producătorilor de

energie electrică, furnizorilor de energie electrică, operatorilor sistemelor de distribuție, precum și a operatorului pieței energiei electrice, a operatorului sistemului de transport privind gestionarea piețelor menționate.

- *Codul rețelelor electrice aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 423/2020 din 22.11.2019*, instituie cadrul normativ pentru asigurarea și gestionarea unui acces eficient și transparent la rețelele electrice reglementând procedurile de racordare, dezvoltare și exploatare a rețelelor electrice, în legătură cu fluxurile transfrontaliere și exploatarea rețelelor electrice. Codul rețelelor electrice stabilește procedurile aplicate de operatorul sistemului de transport în scopul îndeplinirii în mod eficient a atribuțiilor ce îi revin, în special în legătură cu:

- 1) cerințele tehnice pentru funcționarea centralelor electrice;
- 2) echilibrul în sistemul electroenergetic;
- 3) accesul și racordarea la rețelele electrice;
- 4) securitatea operațională;
- 5) planificarea operațională și programarea;
- 6) frecvența și rezervele;
- 7) gestionarea situațiilor de urgență și restabilirea livrării, inclusiv măsuri de limitare a consumului de energie electrică în caz de necesitate.

Cu privire la proiectul analizat de instalare a unor centrale electrice care utilizează surse de energie regenerabilă, bineînțeles că sunt de relevanță prevederile actelor legale care reglementează sectorul respectiv și care conțin anumite mecanisme de sprijin din partea statului.

În acest sens art. 34 din Legea nr.10/2016 prevede următoarele scheme de sprijin pentru promovarea energiei electrice din surse regenerabile:

a) preț fix, stabilit în cadrul licitației, conform art. 35, pentru producătorul eligibil mare care deține sau urmează să dețină o centrală electrică/centrale electrice cu o putere electrică instalată/cumulată mai mare decât limita de capacitate stabilită conform art.10 lit. e). ¹

b) tarif fix, aprobat conform art.14 lit.b¹) pentru producătorul eligibil mic care deține sau urmează să dețină o centrală electrică/centrale electrice cu o putere electrică instalată/cumulată ce nu depășește limita de capacitate stabilită conform art.10 lit. e), dar care nu este mai mică de 10 kW.

¹ În conformitate cu HG cu privire la aprobarea limitelor de capacitate, a cotelor maxime și a categoriilor de capacitate în domeniul energiei electrice din surse regenerabile valabile până la data de 31 decembrie 2025 nr. 401 din 08.12.2021, limita de capacitate pentru instalațiile PV este **1 MW**.

Concomitent, Legea 10/2016 prevede alte 2 mecanisme aplicabile instalațiilor care utilizează surse regenerabile de energie și anume:

- Mecanismul de **contorizare netă** a energiei electrice din surse regenerabile (art.39). Consumatorul final, deținător al centralei electrice, care solicită contorizarea netă a energiei electrice din surse regenerabile trebuie să îndeplinească următoarele condiții pentru fiecare loc de consum pentru care se solicită aplicarea mecanismului de contorizare netă:
 - a) energia electrică trebuie să fie produsă numai din surse regenerabile de energie;
 - b) centrala electrică trebuie să dispună de o putere instalată de până la 200 kW, dar nu mai mare decât puterea contractată cu furnizorul respectiv pentru locul de consum respectiv;
 - c) centrala electrică trebuie să fie conectată la rețeaua electrică și să funcționeze în mod paralel și sincron cu aceasta;
 - d) centrala electrică trebuie să fie echipată cu un aparat de protecție care să deconecteze automat centrala electrică de la rețeaua electrică și să întrerupă livrarea energiei electrice în rețea în cazul în care este întreruptă livrarea energiei electrice către consumatorul final, deținător al centralei electrice.
- Mecanismul de **facturare netă** (art. 39²). Orice consumator final are dreptul de a construi una sau mai multe centrale electrice de generare a energiei electrice din surse regenerabile și de a deveni prosumator de energie electrică din surse regenerabile dacă îndeplinește următoarele condiții:
 - a) centrala electrică a prosumatorului este conectată la rețeaua electrică de distribuție și la instalația de utilizare a prosumatorului, în cadrul aceluiași loc de consum;
 - b) centrala electrică a prosumatorului funcționează în mod paralel și sincron cu rețeaua electrică și este echipată cu un mecanism de protecție care deconectează automat centrala electrică de la rețeaua electrică și întrerupe livrarea energiei electrice în rețea în cazul în care este întreruptă livrarea din rețea a energiei electrice către prosumator;
 - c) capacitatea totală instalată a centralei electrice (centralelor electrice) a prosumatorului este egală cu sau mai mică decât puterea contractată cu propriul furnizor de energie electrică pentru respectivul loc de consum și se încadrează în plafonul de capacitate individuală stabilit de Guvern, dar nu depășește 200 kW.

Cu privire la aplicabilitatea schemelor de sprijin și mecanismelor disponibile descrise de cadrul legal pot fi făcute următoarele concluzii:

- Schema de sprijin „**preț fix**” poate fi aplicată, considerând că capacitatea cumulată a centralelor depășește limita de capacitate de 1 MW, însă aceasta presupune participarea la licitațiile organizate de Guvern;
- Schema de sprijin „**tarif fix**” este la fel posibilă de a fi aplicată, însă la moment toate cotele alocate de Guvern pentru mecanismul respectiv au fost atribuite solicitanților;
- Mecanismul de **contorizare netă** nu poate fi aplicat considerând că acesta nu se mai aplică de furnizori începând cu 1 ianuarie 2025;
- Mecanismul de **facturare netă** la fel nu poate fi aplicat din motiv că capacitatea planificată a centralelor fotovoltaice depășește pragul maxim de 200 kW.

Considerând cele menționate mai sus, se conturează concluzia că cea mai eficientă soluție ar fi:

1. Utilizarea integrală a energiei electrice generate în cadrul entităților vizate;
2. O soluție alternativă ar fi comercializarea energiei electrice generate (integral sau parțial) în baza unor contracte bilaterale la prețuri negociate.

5.2. Scenarii utilizate pentru realizarea simulărilor privind fezabilitatea tehnico-economică a instalării centralelor fotovoltaice

Pentru realizarea unor simulări privind fezabilitatea tehnico-economică a instalării unor centrale electrice care utilizează surse de energie regenerabilă în cadrul întreprinderii RTEC vor fi considerate următoarele scenarii:

1. **Scenariul „on-grid”** – care presupune că întreaga cantitate de energie electrică generată de centralele respective urmează a fi injectată în rețeaua de distribuție a energiei electrice, la prețuri negociate în condiții de piață. De notat că în cadrul acestui scenariu nu se consideră necesară instalarea unor capacități de stocare a energiei electrice, ținând cont de faptul că energia electrică se va livra integral în rețeaua de distribuție în baza unui contract de vânzare-cumpărare.
2. **Scenariul „off-grid”** – reprezintă un scenariu opus scenariului descris mai sus, și presupune utilizarea integrală a energiei electrice generate în cadrul centralelor fotovoltaice pentru

acoperirea sarcinii electrice a instalațiilor de utilizare a consumatorului. În cazul scenariului respectiv este imperativă existența instalațiilor de stocare (în raport de 3 la 1 față de capacitatea instalată a centralei electrice);

3. **Scenariul „hibrid”** – reprezintă un scenariu median dintre primele 2 scenarii și presupune utilizarea energiei generate în proporție de 50%, și respectiv comercializare energiei restante cu injectarea acesteia în rețeaua de distribuție. Respectiv, scenariul respectiv presupune utilizarea unor capacități de stocare, însă cu o putere cumulativă mai mică decât în scenariul off grid (în jumătate);
4. **Scenariul generării directe în rețeaua de contact** – reprezintă un scenariu în care energia electrică generată de panourile fotovoltaice este utilizată în cadrul rețelei de contact, precum și pentru încărcarea bateriilor de stocare, atunci când sarcina conectată la rețeaua de contact (puterea electrică consumată de vehiculele electrice) este mai mică decât puterea generată de instalațiile fotovoltaice. Scenariul respectiv exclude necesitatea invertoarelor AC/DC dar presupune utilizarea convertoarelor DC/DC uni și bidirecționale.

De menționat că simulările sunt efectuate pentru următoarele obiective:

- ✚ Parcul de troleibuze nr. 1;
- ✚ Parcul de troleibuze nr. 2;
- ✚ Parcul de troleibuze nr. 3;
- ✚ Atelierul de reparație mecanică (ARM);

În tabelul de mai jos sunt prezentate datele de intrare utilizate pentru calculul fezabilității tehnico-economice

Tabelul 13. Date de intrare utilizate pentru calculul fezabilității tehnico-economice

Indicator		Parcul de troleibuze nr.1	Parcul de troleibuze nr.2	Parcul de troleibuze nr.3	Atelierul de reparație mecanică
1	2	3	4	5	6
Puterea instalată	$P_{inst},$ kW	500.00	450	600	550
Producerea e.e. anuală pe unitate de putere instalată	$k_{conv},$ kWh/kWp/an	1,112.00	1,112	1,112	1,112
Energia electrică generată anual	$W_{an},$ kWh	556,000	500,400	667,200	611,600

Prețul reglementat actual al energiei electrice la medie tensiune	$P_{e.e.}$, \$/kWh	0,107	0,107	0,107	0,107
1	2	3	4	5	6
Investiția specifică în invertoare în funcție de scenariul aplicat $I_{sp. inv.}$, \$/kW:					
Scenariul on-grid		138	138	138	138
Scenariul off-grid		178	178	178	178
Scenariul hibrid		299	299	299	299
Investiția specifică în convertoare DC/DC $I_{sp. conv.}$, \$/unitate:					
de tip unidirecțional		13440	13440	13440	13440
de tip bidirecțional		22400	22400	22400	22400
Investiția specifică aferentă panourilor	$I_{sp. pan.}$, \$/kW	287	287	287	287
Investiția specifică în baterii de acumulare	$I_{sp. BESS}$, \$/kWh	300	300	300	300
Cheltuieli specifice fixe de întreținere și exploatare	k_{fix} , %/an	2	2	2	2
Durata normată de viață (perioada de studiu)	T_{norm} , ani	20	20	20	20
Rata de actualizare	i , %	10	10	10	10
Durata actualizată a perioadei de studiu	T_{act} , ani	9,99	9,99	9,99	9,99
Prețul energiei electrice injectate în rețea	\$/kWh	0,066	0,066	0,066	0,066
Ponderea din energia electrică generată injectată în rețeaua de distribuție în funcție de scenariul aplicat k_{inj}					
Scenariul on-grid	%	100	100	100	100
Scenariul off-grid	%	0	0	0	0
Scenariul hibrid	%	50	50	50	50
Scenariul rețeaua de contact	%	0	0	0	0
Capacitatea instalată a bateriilor de acumulare în funcție de scenariul aplicat P_{BESS} , kWh					
Scenariul on-grid		0	0	0	0
Scenariul off-grid		1500	1350	1800	1650
Scenariul hibrid		750	675	900	825
Scenariul rețeaua de contact		1500	1350	1800	1650

5.3. Realizarea calculelor și prezentarea rezultatelor

În cele ce urmează vor fi prezentate formulele utilizate, precum și secvența logică a realizării calculelor aferente obiectivului „Parcul de troleibuze nr. 1” cu prezentarea rezultatelor într-un tabel generalizator la sfârșit acestora.

De menționat că vor fi prezentate calculele pentru unul din scenariile aplicate și anume pentru scenariul „on-grid”.

1. Calculul energiei electrice generate anual de centrala fotovoltaică:

$$W_{an} = P_{inst} \times k_{conv} = 500 \times 1112 = 556\,000\,kWh \quad (1)$$

2. Calculul perioadei actualizate de studiu:

$$T_{act} = \frac{(1-(1+i)^{-T_{norm}})}{i} = \frac{(1-(1+0,1)^{-20})}{0.1} = 9.99\,ani \quad (2)$$

3. Calculul energiei electrice generate de centrală pe durata perioadei de studiu:

$$W_{TOT} = W_{an} \times T_{act} = 556\,000 \times 9.99 = 5\,558\,328\,kWh \quad (3)$$

4. Calcularea investiției necesare (invertoare):

$$I_{inv} = P_{inst} \times Isp_{inv} = 500 \times 138 = 69\,000\,\$ \quad (4)$$

5. Calculul investiției necesare pentru panourile fotovoltaice:

$$I_{pan} = P_{inst} \times Isp_{pan} = 500 \times 287 = 143\,500\,\$ \quad (5)$$

6. Calculul investiției necesare pentru bateriile de stocare a energiei electrice (în scenariul respectiv lipsește componenta investițională respectivă):

$$I_{BESS} = P_{BESS} \times Isp_{BESS} = 0 \times 300 = 0\,\$ \quad (6)$$

7. Calculul cheltuielilor de exploatare și mentenanță pe durata de studiu:

$$CTA_{O\&M} = (I_{inv} + I_{pan} + I_{BESS}) \times \frac{k_{fix}}{100} \times T_{act} = (69\,000 + 143\,500 + 0) \times \frac{2}{100} \times 10 = 42\,487,2\,\$ \quad (7)$$

8. Estimarea cheltuielilor totale pe durata proiectului, care includ investițiile totale, precum și cheltuielile de exploatare și mentenanță pe durata de viață a proiectului.

$$CTA_{inv} = I_{inv} + I_{pan} + I_{BESS} + CTA_{O\&M} = 254\,987,22 \$ \quad (8)$$

9. Estimarea venitului și/sau economiilor realizate în funcție de scenariul considerat. În scenariul „on-grid” se consideră că toate energia electrică generată de centrală este comercializată la prețuri negociate și respectiv injectată în rețeaua electrice de distribuție.

$$VTA = W_{TOT} \times P_{e.e.} = 5\,558\,328 \times 0.06609 = 367\,360,76 \$ \quad (9)$$

10. Estimarea fezabilității proiectului, prin determinarea venitului net actualizat (VNA).

$$VNA = 367\,360,76 - 254\,987,22 = 112\,373,54 \$ \quad (10)$$

Astfel, rezultatele simulărilor realizată în scenariul respectiv demonstrează că proiectul este fezabil economic, considerând că veniturile cumulate depășesc suma cheltuielilor necesare pentru edificarea centralei, precum și costurile de exploatare și mentenanță care urmează a fi suportate pe durata proiectului.

În continuare, în formă tabelară sunt prezentate rezultatele calculelor similare pentru obiectivele analizate, în toate cele 3 scenarii considerate.

Tabelul 14. Rezultatele calculelor aferente Parcului de troleibuze nr. 1

Indicator	Scenariul „on-grid”	Scenariul „off-grid”	Scenariul „hibrid”	Scenariul „rețeaua de contact”
Cheltuielile totale cu investiția în invertoare	69.000,00	89.000,00	149.500,00	0
Cheltuielile totale cu convertoarele DC/DC	0	0	0	215,040.00
Cheltuielile totale cu investiția în panouri fotovoltaice	143.500,00	143.500,00	143.500,00	143,678.16
Cheltuielile totale actualizate cu exploatarea și mentenanța	42.487,22	46.486,02	58.582,38	71,722.06
Cheltuielile totale aferente instalațiilor de stocare	0,00	450.000,00	225.000,00	450,000.00
Cheltuielile totale pe durata de viață a proiectului (CTA)	254.987,22	728.986,02	576.582,38	880,440.22
Economiile anuale sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat	36.747,13	59.754,02	48.250,57	59,754.02
Economiile sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat pe durata de viață a proiectului (VTA)	367.360,76	597.360,53	482.360,64	597,360.53
Venitul net actualizat (VNA)	112.373,54	-131.625,48	-94.221,73	-283,079.69

Tabelul 15. Rezultatele calculelor aferente Parcului de troleibuze nr. 2

Indicator	Scenariul „on-grid”	Scenariul „off-grid”	Scenariul „hibrid”	Scenariul „rețeaua de contact”
Cheltuielile totale cu investiția în invertoare	62.100,00	80.100,00	134.550,00	0
Cheltuielile totale cu convertoarele DC/DC	0	0	0	179,200.00
Cheltuielile totale cu investiția în panouri fotovoltaice	129.150,00	129.150,00	129.150,00	129,310.34
Cheltuielile totale actualizate cu exploatarea și mentenanța	38.238,50	41.837,41	52.724,14	61,683.51
Cheltuielile totale aferente instalațiilor de stocare	0,00	405.000,00	202.500,00	405,000.00
Cheltuielile totale pe durata de viață a proiectului (CTA)	229.488,50	656.087,41	518.924,14	775,193.86
Economiile anuale sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat	33.072,41	53.778,62	43.425,52	53,778.62
Economiile sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat pe durata de viață a proiectului (VTA)	330.624,68	537.624,48	434.124,58	537,624.48
Venitul net actualizat (VNA)	101.136,18	-118.462,94	-84.799,56	-237,569.38

Tabelul 16. Rezultatele calculelor aferente Parcului de troleibuze nr. 3

Indicator	Scenariul „on-grid”	Scenariul „off-grid”	Scenariul „hibrid”	Scenariul „rețeaua de contact”
Cheltuielile totale cu investiția în invertoare	82.800,00	106.800,00	179.400,00	0
Cheltuielile totale cu convertoarele DC/DC	0	0	0	215,040.00
Cheltuielile totale cu investiția în panouri fotovoltaice	172.200,00	172.200,00	172.200,00	172,413.79
Cheltuielile totale actualizate cu exploatarea și mentenanța	50.984,66	55.783,22	70.298,85	77,467.45
Cheltuielile totale aferente instalațiilor de stocare	0,00	540.000,00	270.000,00	540,000.00
Cheltuielile totale pe durata de viață a proiectului (CTA)	305.984,66	874.783,22	691.898,85	1,004,921.25
Economiile anuale sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat	44.096,55	71.704,83	57.900,69	71,704.83
Economiile sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat pe durata de viață a proiectului (VTA)	440.832,91	716.832,64	578.832,77	716,832.64
Venitul net actualizat (VNA)	134.848,24	-157.950,58	-113.066,08	-288,088.61

Tabelul 17. Rezultatele calculelor aferente Atelierului de reparație mecanică

Indicator	Scenariul „on-grid”	Scenariul „off-grid”	Scenariul „hibrid”	Scenariul „rețeaua de contact”
Cheltuielile totale cu investiția în invertoare	75.900,00	97.900,00	164.450,00	0
Cheltuielile totale cu convertoarele DC/DC	0	0	0	215,040.00
Cheltuielile totale cu investiția în panouri fotovoltaice	157.850,00	157.850,00	157.850,00	158,045.98
Cheltuielile totale actualizate cu exploatarea și mentenanța	46.735,94	51.134,62	64.440,62	74,594.76
Cheltuielile totale aferente instalațiilor de stocare	0,00	495.000,00	247.500,00	495,000.00
Cheltuielile totale pe durata de viață a proiectului (CTA)	280.485,94	801.884,62	634.240,62	942,680.73
Economiile anuale sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat	40.421,84	65.729,43	53.075,63	65,729.43
Economiile sau venitul obținut în funcție de scenariul analizat pe durata de viață a proiectului (VTA)	404.096,83	657.096,59	530.596,71	657,096.59
Venitul net actualizat (VNA)	123.610,89	-144.788,03	-103.643,91	-285,584.15

5.4. Analiza rezultatelor obținute și concluzii aferente

Realizarea exercițiului de simulare a fezabilității tehnico-economice a soluțiilor propuse, cu considerarea scenariilor acceptate a identificat pentru toate locațiile analizate că doar scenariul „on-grid” rezultă a fi o soluție fezabilă economic, anume în aceasta fiind obținut un VNA pozitiv.

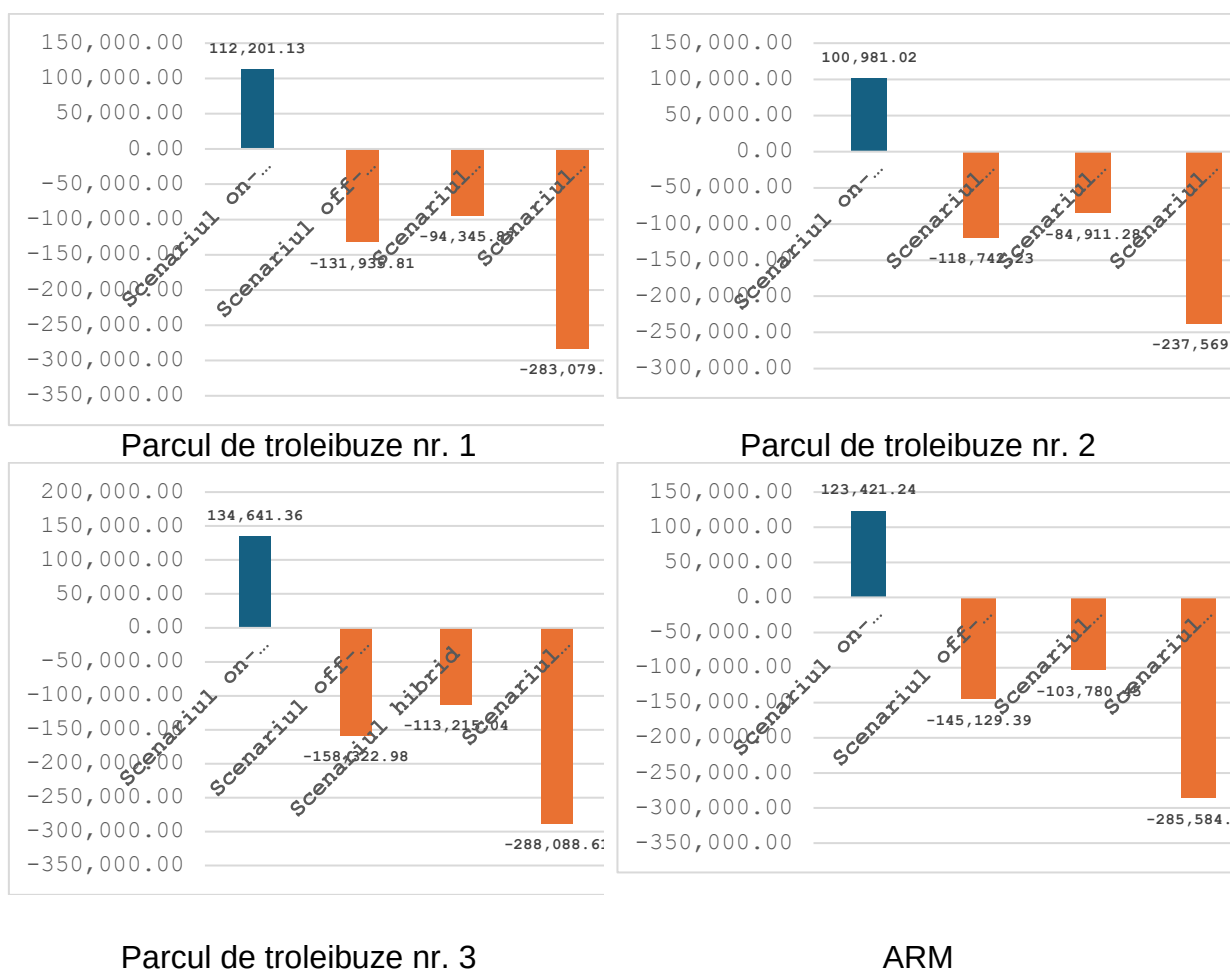


Figura 5.1. Reprezentarea grafică a VNA obținut pentru obiectivele analizate

Rezultatele respective sunt explicate prin faptul că cu toate că utilizarea energiei electrice generate pentru acoperirea sarcinii existente este mai fezabilă din punct de vedere economic, implementarea soluțiilor respective implică instalarea capacităților de stocare, ceea ce duce la creșterea costurilor investiționale și respectiv la reducerea per ansamblu a atractivității economice a proiectului.

Astfel, în scenariul „on-grid” costul instalației de stocare lipsește totalmente (figura 5.2), ponderea cea mai mare a costului proiectului revenind panourilor fotovoltaice.

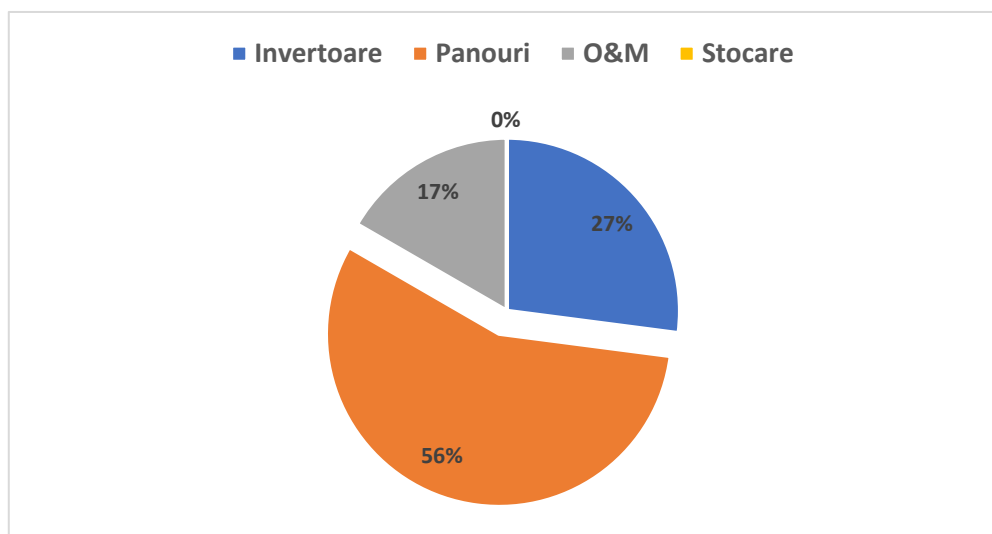


Figura 5.2. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „on-grid”

Respectiv, în scenariul „off-grid” tabloul se schimbă radical, costurile aferente instalației de stocare constituind aici cca 62%, fiind urmate de costurile pentru panourile fotovoltaice (20%) (figura 5.3)

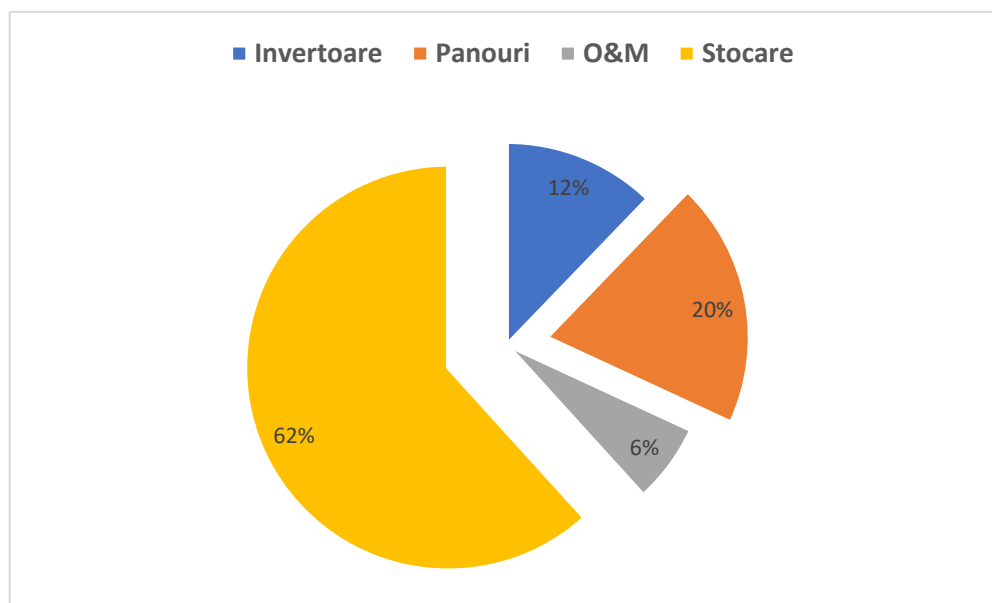


Figura 5.3. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „off-grid”

Finalmente, în scenariul „hibrid”, costurile aferente instalației de stocare constituie cca 39%, fiind urmate de costurile pentru invertoare

(26%) care în cazul respectiv sunt mai mari decât costurile cu panourile PV – 25% (figura 5.4).

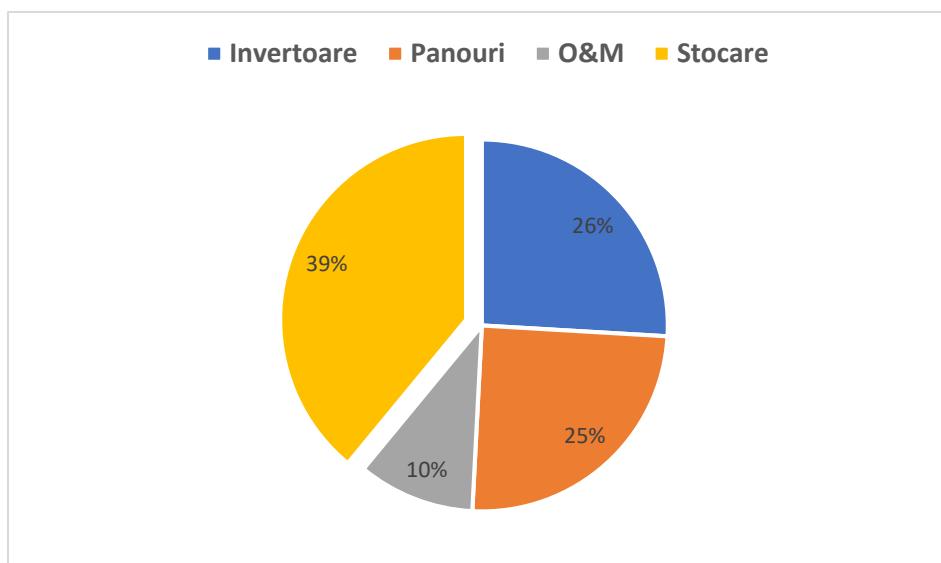


Figura 5.4. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „hibrid”

Ultimul scenariu analizat și anume scenariul generării în rețeaua de contact reprezintă cel mai nefavorabil scenariu din punct de vedere a eficienței economice a investiției realizate. Acest rezultat se explică prin faptul că cu toate că nu mai este necesară instalarea invertoarelor de tip AC/DC, este necesară instalarea convertoarelor de tip DC/DC unidireționale și bidireționale, iar ponderea acestora din volumul total al investițiilor este de cca 23%. Concomitent cu necesitatea convertoarelor menționate, rămâne necesitatea instalării bateriilor de stocare a energiei electrice, astfel că din toate scenariile analizate acesta presupune cele mai mari cheltuieli ca capitolul CAPEX.

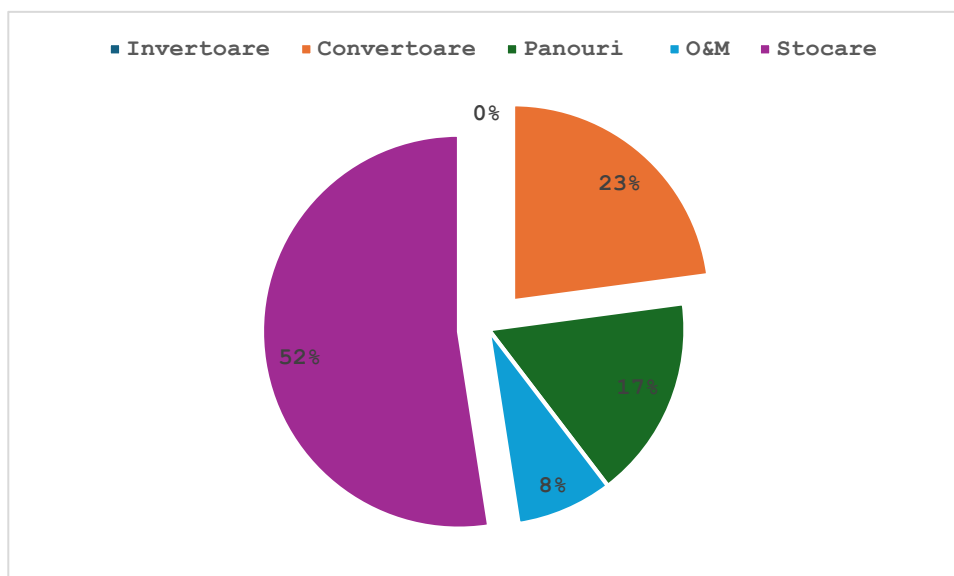


Figura 5.5. Ponderea investițiilor și cheltuielilor în scenariul „rețeaua de contact”

Un indicator suplimentar al fezabilității proiectelor supuse analizei de fezabilitate este așa numita „Rentabilitate a investiției” din eng. „Return on Investment” (ROI). Acesta reprezintă raportul dintre VNA și CTA, altfel spus arată câte unități monetare sunt generate din investirea unei unități monetare în proiect.

În cazul proiectelor analizate pentru toate locațiile cercetate a fost obținut un ROI pozitiv doar în scenariul „on-grid” (figura 5.5). Astfel, în scenariul respectiv fiecare \$ SUA investit, urmează să genereze un profit de 0,44 \$ USA, în restul scenariilor cifra obținută fiind negativă, ceea ce indică repetat la lipsa fezabilității economice a proiectului.

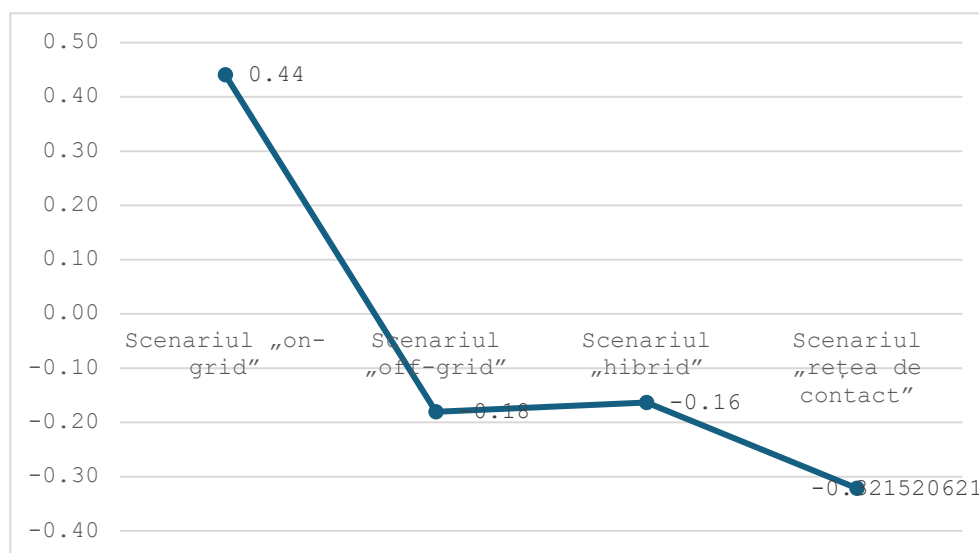


Figura 5.6. Reprezentarea grafică a indicatorului ROI pentru scenariile analizate

De notat că, cu toate că rezultatele simulărilor pentru scenariile „off grid”, „hibrid” și „rețeaua de contact” nu arată la moment economic fezabil, acestea ar putea fi analizate cu condiția că ar putea fi obținute subvenții sau granturi pentru edificarea centralelor respective din partea statului sau din partea partenerilor de dezvoltare și entități cu capital privat.

Concomitent, considerând posibilele creșteri la prețurile pentru resursele energetice, inclusiv pentru energia electrică furnizată la prețuri reglementate, atractivitatea scenariilor respective ar putea crește considerabil în viitorul apropiat.

Condiții de fezabilitate financiară a tuturor scenariilor: în baza scenariilor și indicatorilor prezentați mai sus vom menționa că toate 4 scenarii devin fezabile financiar în condițiile unui preț mediu de **0,16 \$/kWh** la energia electrică de medie tensiune.

Este cunoscut faptul că piața energiei electrice este mereu în dinamică, prețul fluctuând în dependență de cerere și ofertă. Oferta în cele mai multe cazuri este direct legată de capacitățile de producere, de curs valutar, dar și de factori terți, cum au fost în cazul pandemiei COVID-19 sau războiului din Ucraina. În acest sens vom menționa faptul că în RM prețurile la energie electrică reglementate au avut o fluctuație semnificativă atât în anu 2021, cât și în 2022, prețul reglementat la energie electrică de medie tensiune fiind cca 0,12 \$/kWh în acea perioadă.

La fel, este important de menționat că prețurile la energie electrică în Moldova sunt cele mai mici în regiune datorita livrărilor de la Centrala de la Cuciurgani, care lucrează exclusiv pe gazul importat prin infrastructura ce leagă Moldova de Rusia via Ucraina. La fel, prețul ieftin la energie electrică produsă de MGRES se datorează faptului că în costul energiei electrice achiziționate de Chișinău nu este inclus costul gazului natural, deoarece acesta nu este achitat de regiunea din stânga Nistrului. O eventuală suspendare a tranzitului de gaze naturale prin Ucraina poate duce la oprirea producției de energie electrică la Centrala de la Cuciurgan sau la scumpire semnificativă în cazul identificării surselor alternative gazului rusesc. În acest caz, va trebui să se caute o alternativă pe piața europeană a gazelor și/sau a energiei electrice, care inevitabil va duce la creșterea prețurilor la energie electrică din Moldova. În acest sens, este indicat de avut ca punct de referință piața energiei electrice din România, unde la moment prețul mediu la energie electrică de medie tensiune variază între 0,25 și 0,3 \$/kWh, în unele perioade și mai mult.

Nu în ultimul rând este necesar de menționat că în RM, odată cu liberalizarea pieței energiei electrice, se vor forma diverse opțiuni de vânzare / cumpărare a energiei electrice pe bursă. Este vorba de piața contractelor bilaterale, piața pentru ziua următoare și piața de echilibrare. Această diversificare a pieței duce după sine la posibilități de participare și vânzare a energiei electrice produse conform diverselor scenarii și la prețuri diferite, de exemplu energia de echilibrare costând de câteva ori mai scump decât cea livrată conform contractelor bilaterale sau pentru ziua următoare. Or, scenariile de instalare a panourilor fotovoltaice la PT1, PT2, PT3 și AM prezentate mai sus, inclusiv și pe suprafețele terestre acestor entități, vor permite participarea întreprinderilor la diverse piețe a energiei electrice.

CONCLUZII

În urma evaluării consumului de energie electrică poate fi concluzionat că stațiile de tracțiune 2, 16 și 21 au un consum anual de energie electrică de câteva ori mai mari față de parcurile de troleibuze sau atelierul de reparații mecanice ceea ce oferă o posibilitate fermă de generare a energiei direct în rețelele de contact.

În conformitate cu calculele preliminare, reieșind din volumul de energie maximă consumată capacitatea instalată a panourilor fotovoltaice pentru a acoperi integral consumul fiecărei entități analizate este egală cu:

- ✚ Parcul de troleibuze Nr.1 – 500 kW;
- ✚ Parcul de troleibuze Nr.2 – 450 kW;
- ✚ Parcul de troleibuze Nr.3 – 600 kW;
- ✚ Atelierul de Reparație Mecanică – 550 kW;

Din analiza datelor aferente consumului și suprafețelor actuale disponibile cu luarea în considerare a faptului că suprafețele disponibile asigură montarea unor capacități instalate a centralelor fotovoltaice care ar asigura consumul propriu în proporție de la 105% la 184%, totodată, trebuie mai întâi să fie elaborată expertiza tehnică a acoperișurilor pentru a stabili dacă vor putea rezista unei sarcini mecanice adiționale provenite de la panourile fotovoltaice.

Luând în considerare că sarcina existentă este conectată la barele de joasă tensiune a PT-urilor proprii a parcurilor de troleibuze și a atelierului de reparații mecanice se recomandă să fie instalate invertoare de tip hibrid care permit conectarea sistemelor de stocare a energiei în baterii de acumulatori ce va asigura un management corect a energiei produse.

Puterea totală a panourilor fotovoltaice ce pot fi instalate este de circa 2,1 MW ce vor genera circa 2,520 GWh anual, iar capacitatea necesară a instalațiilor de stocare a energiei este de 6300 kWh.

Vom remarca faptul că în acest studiu au fost analizate doar opțiunile de instalare a panourilor fotovoltaice pe acoperișurile PT1, PT2, PT3 și AM, cu demonstrarea fezabilității tehnice și financiare a celor 4 scenarii. Însă, întreprinderile municipale din studiu au la dispoziție cca

40.000 metri pătrați teren, care ar permite valorificarea acestora pentru instalarea la sol a panourilor fotovoltaice pe o structură metalică cu înălțimea de minim 5 metri (*proiectată pentru a asigura accesul, circulația și parcarele troleibuzelor*). Această componentă nu a constituit obiectul studiului din cauza unei variabile, care este greu de calculat în condițiile unui studiu de fezabilitate. Este vorba de partea investițională a carcusei metalice cu o înălțime de minim 5 metri, care are o pondere mare în structura investițională a întregii instalații fotovoltaice la sol și, respective, influențează direct fezabilitatea financiară a proiectului per ansamblu.

Însă, în condițiile identificării unui suport financiar în formă de grant, în condițiile fezabilității tehnice a întregului proiect, în condițiile volatilității prețurilor la energie electrică și formarea piețelor de energie electrică în Moldova, este judicious valorificarea tuturor suprafețelor la sol și pe acoperișuri ale PT1, PT2, PT3 și AM, ce vor duce la mărirea capacităților de producer de energie electrică.

BIBLIOGRAFIE

1. Public Transport Benefits. Disponibil: [Public Transport Benefits | UITP](#)
2. Regia Transport Electric. Proiecte și Colaborări. Disponibil: [Proiecte si colaborari - REGIA TRANSPORT ELECTRIC \(rtec.md\)](#)
3. Global Solar Atlas. PV potential of Republic of Moldova. Disponibil: [Global Solar Atlas](#)
4. Cristina Efremov. PHOTOVOLTAICS SOLUTIONS AND ENERGY COMMUNITIES IN A CLEAN ENERGY ROADMAP. Journal of Engineering Science. ISSN 2587-3474, pp. 110 – 125. Disponibil: [PHOTOVOLTAICS SOLUTIONS AND ENERGY COMMUNITIES IN A CLEAN ENERGY ROADMAP – Journal of Engineering Science \(utm.md\)](#)
5. Modelarea geografică a sistemelor fotovoltaice. Disponibil: [JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](#)
6. И.Г.Карапетян, Д.Л.Файбисович, И.М.Шапиро. *Справочник по проектированию электрических сетей*. Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
7. HUAWEI. *Invertors*. Disponibil: [SUN2000-50KTL-M0 \(huawei.com\)](#)
8. Codul rețelilor electrice aprobat prin Hotărârea Consiliului de Administrație al ANRE din 22 noiembrie 2019 nr.423/2019
9. Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei Europene din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare
10. Legea 10/2016 privind promovarea utilizării surselor regenerabile de energie;
11. Legea cu privire la energia electrică nr.107 din 27.05.2016;
12. Legea energiei regenerabile nr.160-XVI din 12.07.2007
13. Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale nr. 382 din 02.07.2010
14. Regulamentul privind racordarea la rețelele electrice și prestarea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice nr. 168 din 31.05.2019;
15. Regulile pieței energiei electrice nr.212/2015 din 09.10.2015
16. Convertoare DC/DC Siemens. Disponibil: [DC-DC Converter - Siemens Global](#)
17. Înteruptor automat de curent continuu. Disponibil: [LV438269 - Circuit breaker, ComPact NSX600F DC, 36kA/750VDC,TM-DC trip unit, 600A rating, 3 poles | Schneider Electric Egypt \(se.com\)](#)

ANEXE

Anexa 1

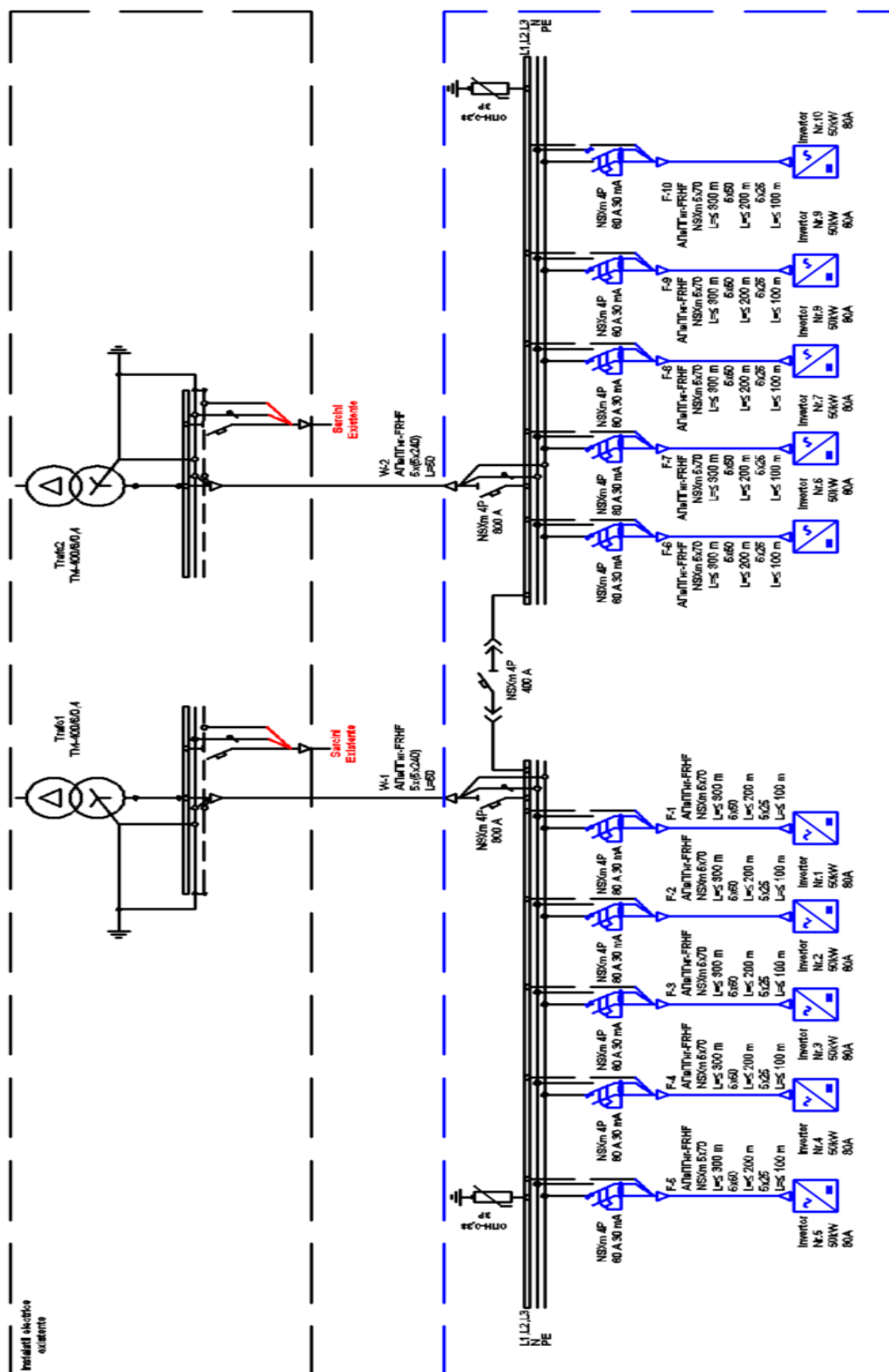


**Figura A1.1. Schema detaliata de racord a centralei fotovoltaice pentru
Parcul de troleibuze nr. 1**

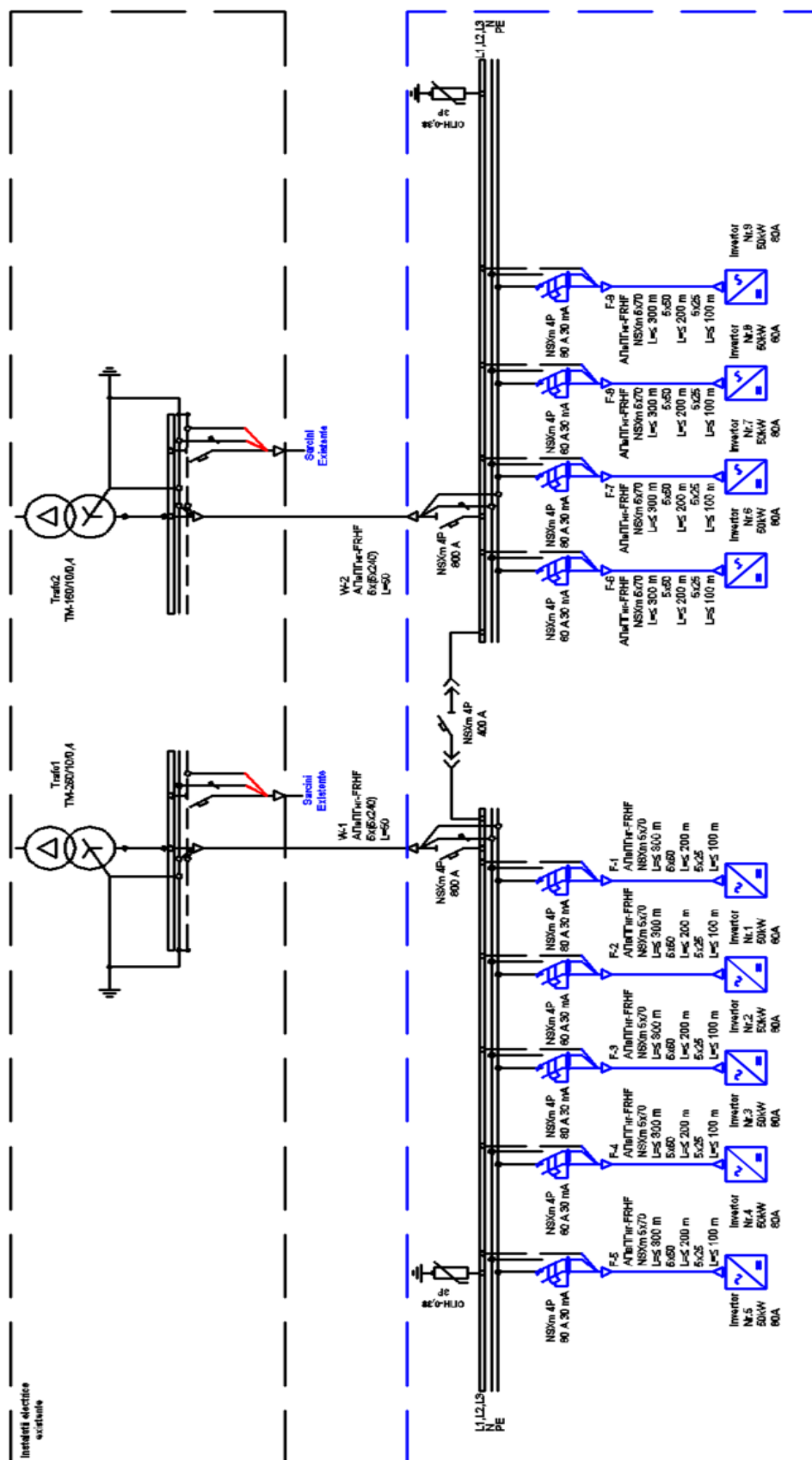


Figura A1.2. Schema detaliata de racord a centralei fotovoltaice pentru
Parcul de troleibuze nr. 2

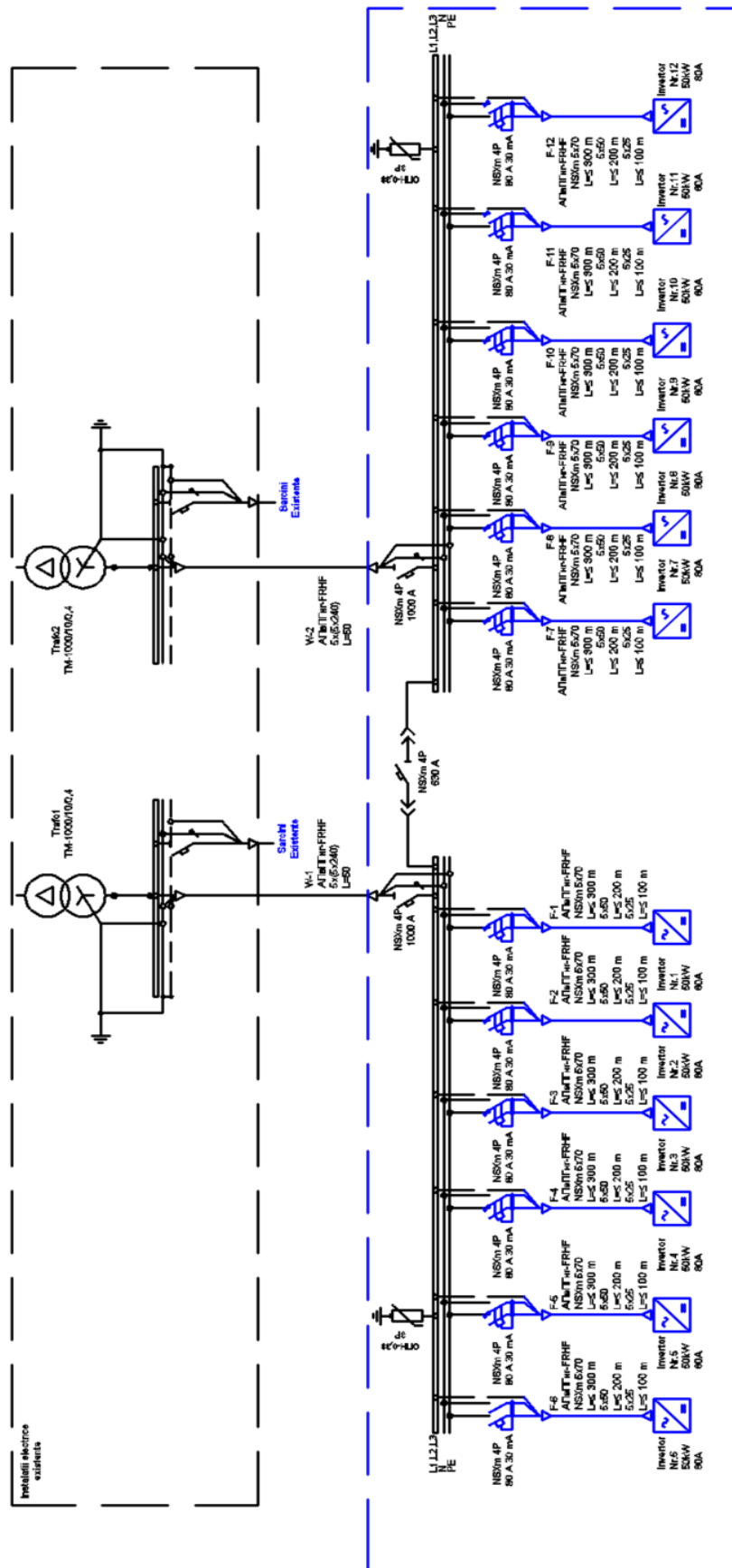


Figura A1.3.Schema detaliata de racord a centralei fotovoltaice pentru
Parcul de troleibuze nr. 3

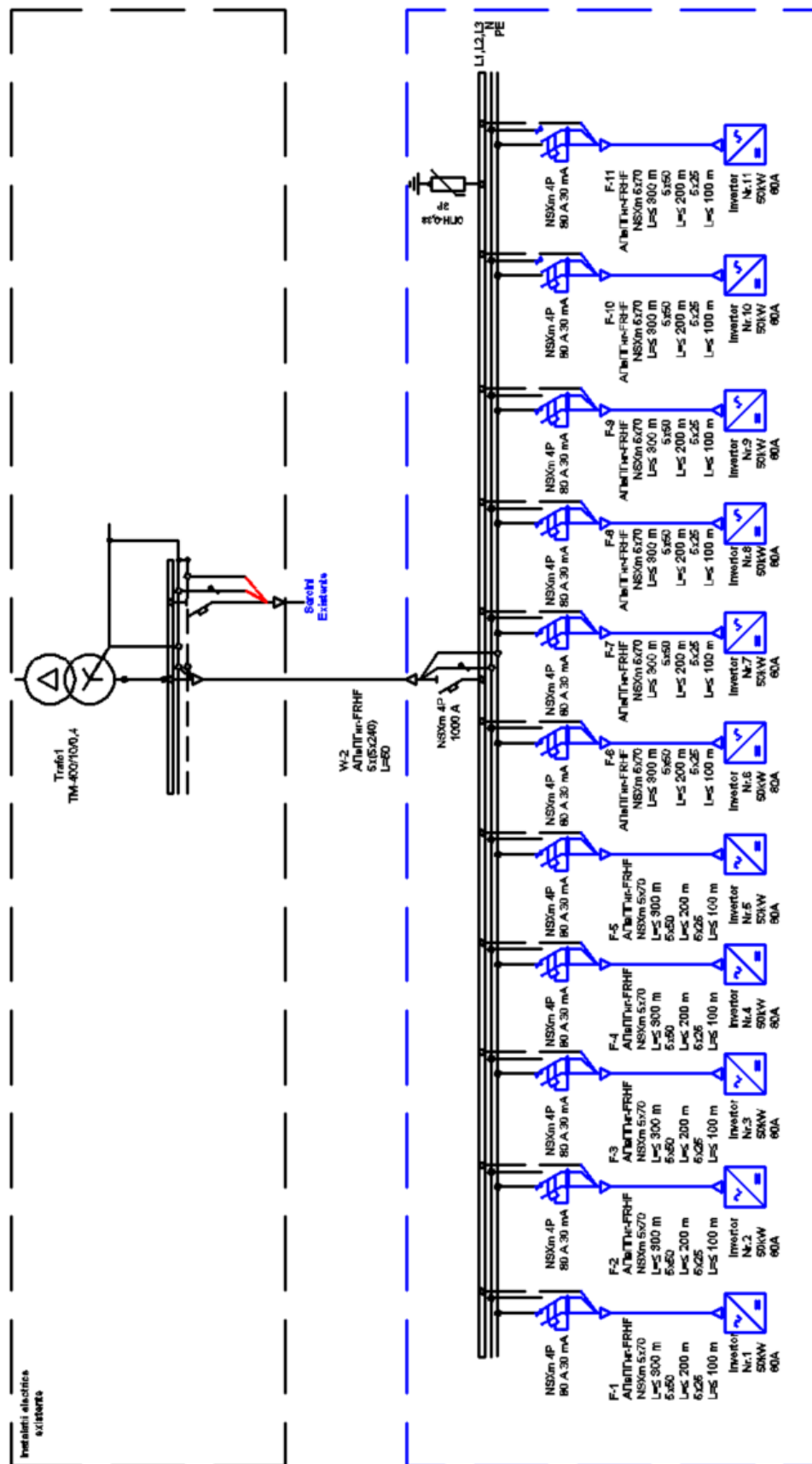
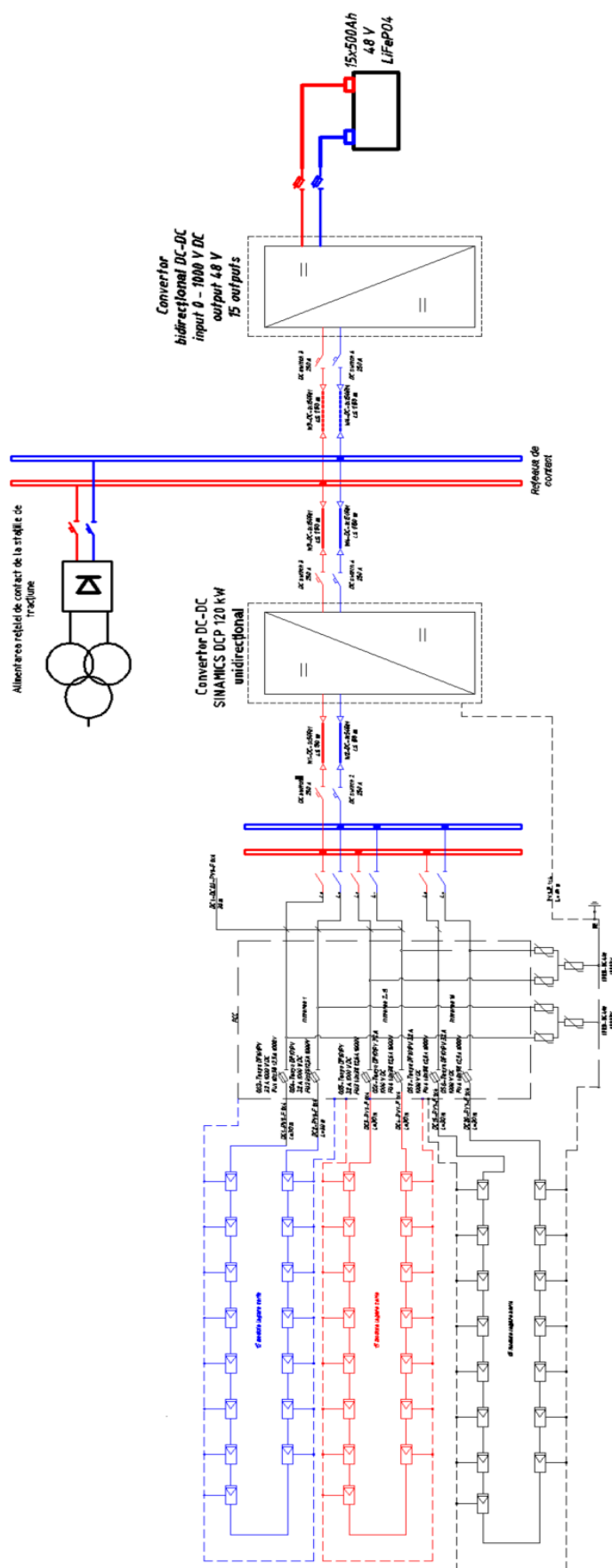


Figura A1.4.Schema detaliata de racord a centralei fotovoltaice pentru
Atelierului de Reparații Mecanice



Anexa 2

Figura A2.1. Schema detaliată pentru regimul de generare a energiei direct în rețelele de contact cu sistem de stocare în baterii

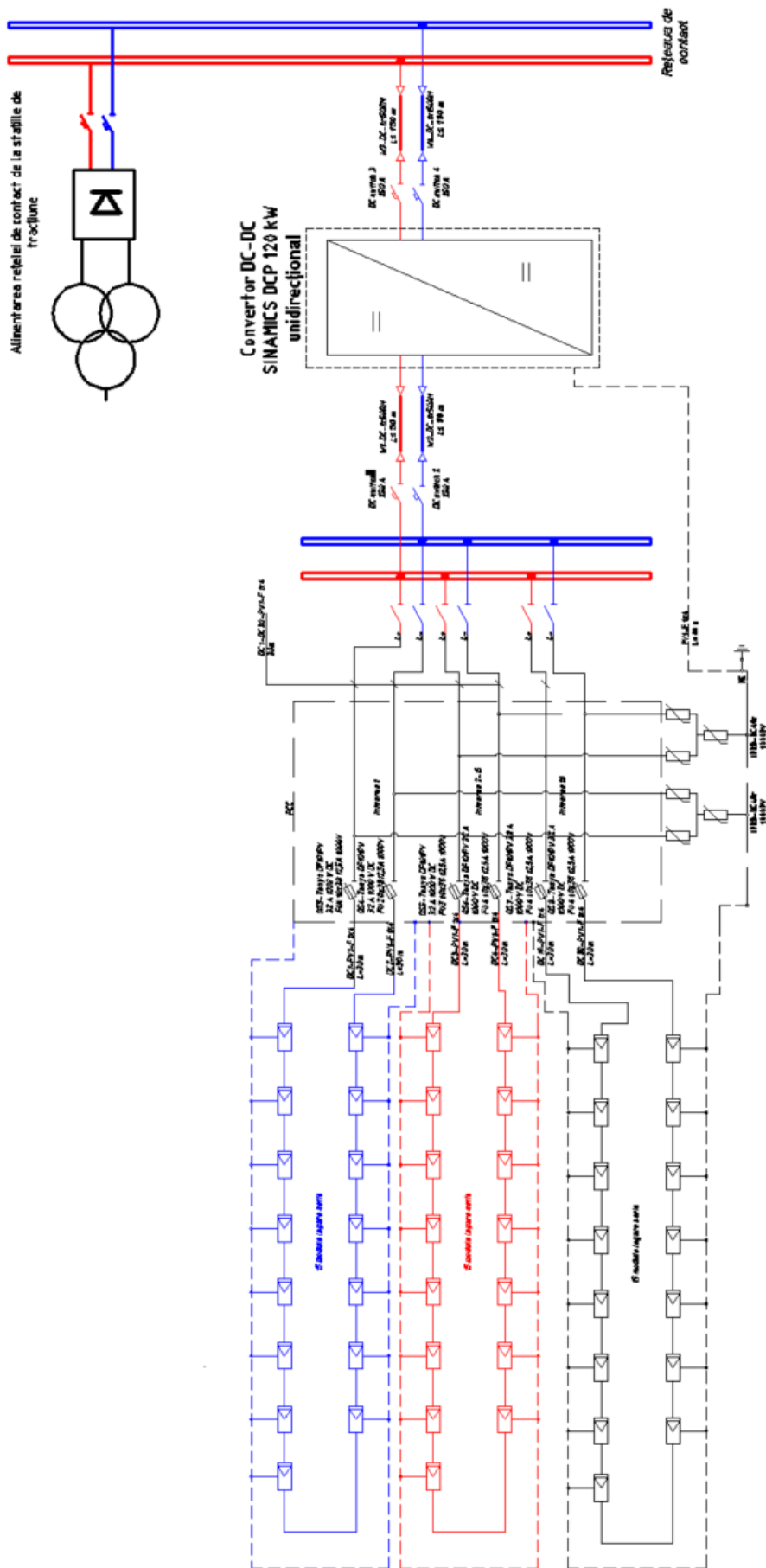


Figura A2.2. Schema detaliată pentru regimul de generare a energiei direct în rețelele de contact fără sistem de stocare în baterii

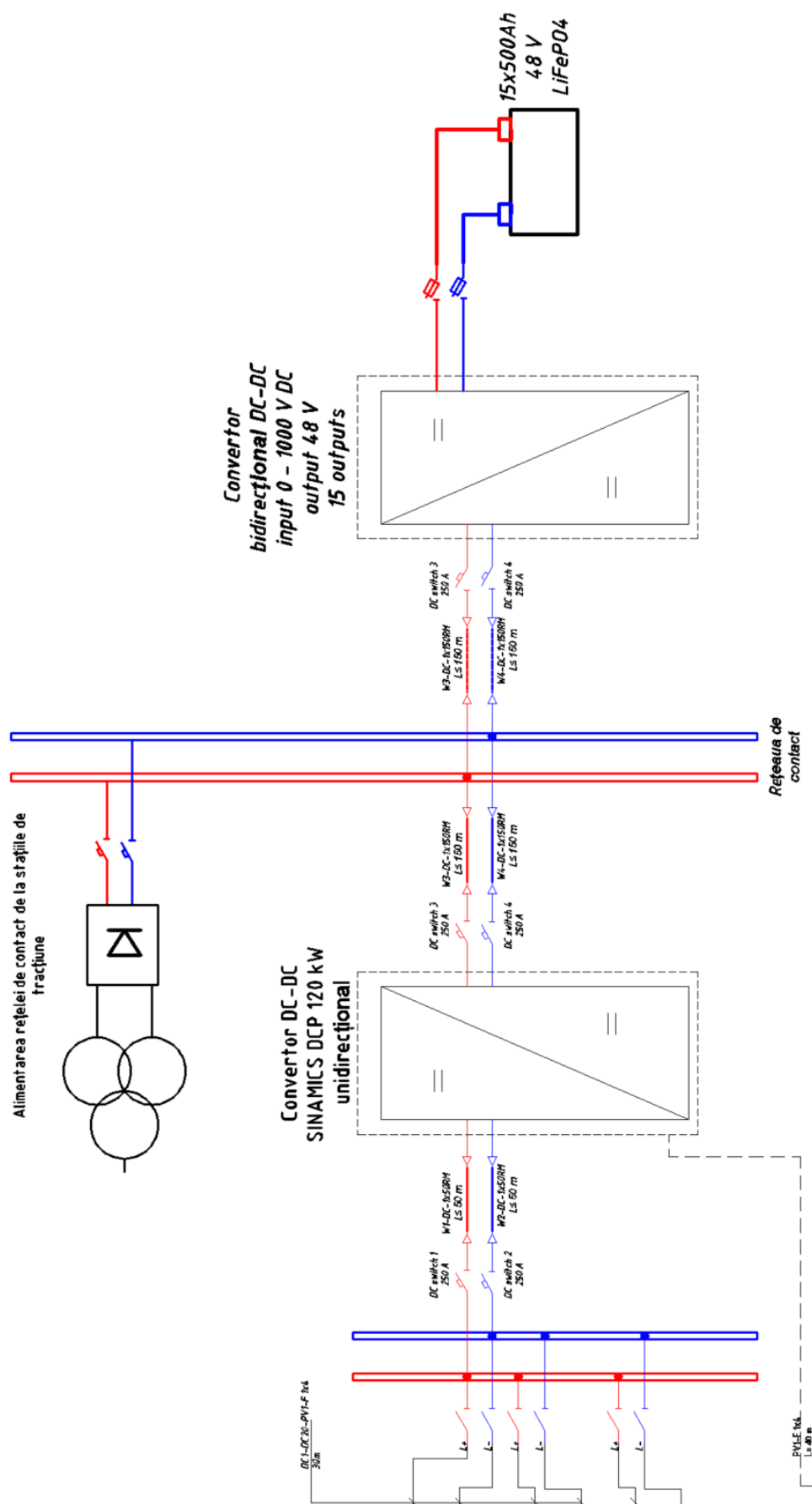


Figura A2.3. Schema detaliată pentru regimul de generare a energiei direct în rețelele de contact cu sistem de stocare în baterii (partea de convertoare și sistem de stocare detaliat)