A colorful emblem with a bull head

AI-generated content may be incorrect.

**GUVERNUL REPUBLICII MOLDOVA**

**H O T Ă R Â R E nr. \_\_\_\_\_**

**din \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2025**

**cu privire la aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030**

În temeiul art. 5 lit. a) şi art.6 lit.h) din [Legea nr. 136/2017](https://weblex.md/item/view/id/8fe747d3b5c42f99d4b9ff223364e6cf) cu privire la Guvern (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2017, nr. 252, art. 412), cu modificările ulterioare, și urmare a aprobării Strategiei de Transformare Digitală a Republicii Moldova prin Hotărârea de Guvern nr. 650/2023 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2023, nr. 383-386, art. 900), Guvernul

**HOTĂRĂŞTE:**

**1.** Se aprobă Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 (în continuare - Program) (Anexa nr.1).

**2.** Autoritățile și instituțiile responsabile:

2.1. vor asigura realizarea măsurilor incluse în planul de acțiuni al Programului (în continuare - Plan de acțiuni) (Anexa nr.2);

2.2. vor prezenta anual, până la data de 25 februarie, Ministerului Energiei, precum și la solicitare, rapoarte despre implementarea Planului de acțiuni și informaţii privind progresul înregistrat la executarea indicatorilor prevăzuţi a Programului menţionat.

**3.** Ministerul Energiei va prezenta Guvernului anual, până la data de 1 aprilie, raportul de progres generalizat privind implementarea Programului.

**4.** Finanțarea acțiunilor prevăzute în Program se va efectua din contul și în limita alocațiilor aprobate în aceste scopuri de bugetele autorităților/instituțiilor implicate, precum și din alte surse, conform legislației.

**5.** Coordonarea, controlul şi monitorizarea realizării prezentei Hotărâri se pune în sarcina Ministerului Energiei.

**PRIM-MINISTRU** **Dorin RECEAN**

**Contrasemnează:**

Ministrul energiei **Dorin JUNGHIETU**

Viceprim-ministru, dezvoltării

economice și digitalizării **Doina NISTOR**

Ministrul finanțelor **Victoria BELOUS**

# Anexa nr.1 Aprobat prin Hotărârea Guvernului nr.\_\_\_\_\_\_ din \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2025

**Programul de transformare digitală a domeniului energetic**

**al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030**

**CUPRINS**

[CAPITOLUL I.](#_Toc205370577) [INTRODUCERE 5](#_Toc205370578)

[CAPITOLUL II.](#_Toc205370579) [ANALIZA SITUAȚIEI CURENTE 11](#_Toc205370580)

[Secțiunea 2.1. Descrierea problemelor din domeniul transformării digitale a domeniului energetic 11](#_Toc205370581)

[Secțiunea 2.2. Cauzele problemelor identificate 12](#_Toc205370582)

[Secțiunea 2.3. Consecințele în cazul neintervenției 13](#_Toc205370583)

[Secțiunea 2.4. Impactul asupra principalelor grupuri vulnerabile 14](#_Toc205370584)

[Secțiunea 2.5. Date statistice și dovezi cantitative 16](#_Toc205370585)

[CAPITOLUL III.](#_Toc205370586) [OBIECTIVE GENERALE 18](#_Toc205370587)

[CAPITOLUL IV.](#_Toc205370588) [OBIECTIVE SPECIFICE 20](#_Toc205370589)

[Secțiunea 4.1. Obiective specifice pentru infrastructura digitală inteligentă (OG 1) 20](#_Toc205370590)

[Secțiunea 4.2. Obiective specifice pentru securitatea cibernetică (OG 2) 28](#_Toc205370591)

[Secțiunea 4.3. Obiective specifice pentru tranziția energetică (OG 3) 39](#_Toc205370592)

[Secțiunea 4.4. Integrarea principiilor transversale 47](#_Toc205370593)

[CAPITOLUL V](#_Toc205370594) [INDICATORI DE MONITORIZARE ȘI EVALUARE 49](#_Toc205370595)

[Secțiunea 5.1. Descrierea impactului pe termen mediu și contribuția la strategiile naționale 49](#_Toc205370596)

[Secțiunea 5.2. Indicatori de impact pentru obiectivele generale 50](#_Toc205370597)

[Secțiunea 5.3. Indicatori de rezultat pentru obiectivele specifice 53](#_Toc205370598)

[Secțiunea 5.4. Indicatori transversali de gen și incluziune 58](#_Toc205370599)

[Secțiunea 5.5. Indicatori de monitorizare a activităților 59](#_Toc205370600)

[Secțiunea 5.6. Indicatori de performanță și impact sectorial 59](#_Toc205370601)

[Secțiunea 5.7. Metodologia de colectare și validare a datelor 60](#_Toc205370602)

[Secțiunea 5.8. Sistem de alertă timpurie 61](#_Toc205370603)

[CAPITOLUL VI](#_Toc205370604) [IMPACTUL PROGRAMULUI 62](#_Toc205370605)

[Secțiunea 6.1. Descrierea efectelor pe termen mediu și contribuția la indicatori strategici 62](#_Toc205370606)

[Secțiunea 6.2. Impact economic sistemic 63](#_Toc205370607)

[Secțiunea 6.3. Impact social cuprinzător 64](#_Toc205370608)

[Secțiunea 6.4. Impact administrativ și instituțional 65](#_Toc205370609)

[Secțiunea 6.5. Impact asupra mediului și contribuția la obiectivele climatice 65](#_Toc205370610)

[Secțiunea 6.6. Impact asupra grupurilor specifice 66](#_Toc205370611)

[Secțiunea 6.7. Riscuri de impact negativ și măsuri de atenuare 67](#_Toc205370612)

[Secțiunea 6.8. Sustenabilitatea impactului pe termen lung 68](#_Toc205370613)

[CAPITOLUL VII](#_Toc205370614) [COSTURI ESTIMATE (RESURSELE FINANCIARE NECESARE) 69](#_Toc205370615)

[Secțiunea 7.1. Matricea centralizată a costurilor Programului 69](#_Toc205370616)

[Secțiunea 7.2. Detalierea costurilor pe obiective specifice 72](#_Toc205370617)

[CAPITOLUL VIII](#_Toc205370618) [RISCURI DE IMPLEMENTARE 80](#_Toc205370619)

[Secțiunea 8.1. Cadrul metodologic de evaluare a riscurilor 80](#_Toc205370620)

[Secțiunea 8.2. Riscuri tehnologice (RT) 80](#_Toc205370621)

[Secțiunea 8.3. Riscuri financiare (RF) 82](#_Toc205370622)

[Secțiunea 8.4. Riscuri de reglementare și conformitate (RR) 82](#_Toc205370623)

[Secțiunea 8.5. Riscuri de resurse umane (RU) 83](#_Toc205370624)

[Secțiunea 8.6. Riscuri operaționale (RO) 84](#_Toc205370625)

[Secțiunea 8.7. Riscuri externe (RE) 84](#_Toc205370626)

[Secțiunea 8.8. Riscuri sociale (RS) 85](#_Toc205370627)

[Secțiunea 8.9. Plan de management al riscurilor 86](#_Toc205370628)

[Secțiunea 8.10. Criterii de monitorizare a riscurilor 87](#_Toc205370629)

[Secțiunea 8.11. Lecții învățate și îmbunătățire continuă 87](#_Toc205370630)

[Secțiunea 8.12. Matricea vizuală a riscurilor 88](#_Toc205370631)

[CAPITOLUL IX](#_Toc205370632) [AUTORITĂȚI ȘI INSTITUȚII RESPONSABILE 92](#_Toc205370633)

[Secțiunea 9.1. Structura de guvernanță a Programului 92](#_Toc205370634)

[Secțiunea 9.2. Autorități și instituții responsabile și roluri specifice 95](#_Toc205370635)

[Secțiunea 9.3. Mecanisme de coordonare și colaborare 100](#_Toc205370636)

[Secțiunea 9.4. Monitorizarea performanței instituționale 101](#_Toc205370637)

[Secțiunea 9.5. Sustenabilitate instituțională 102](#_Toc205370638)

[CAPITOLUL X](#_Toc205370639) [PROCEDURI DE MONITORIZARE, EVALUARE ȘI RAPORTARE 103](#_Toc205370640)

[Secțiunea 10.1. Cadrul general de monitorizare și evaluare 103](#_Toc205370641)

[Secțiunea 10.2. Sistemul de indicatori și colectare a datelor 104](#_Toc205370642)

[Secțiunea 10.3. Calendarul și tipurile de evaluări 107](#_Toc205370643)

[Secțiunea 10.4. Responsabilități specifice de raportare 109](#_Toc205370644)

[Secțiunea 10.5. Transparență și comunicare publică 110](#_Toc205370645)

[Secțiunea 10.6. Mecanisme de feedback și îmbunătățire continuă 111](#_Toc205370646)

[Secțiunea 10.7. Integrare cu sistemele naționale 112](#_Toc205370647)

[Anexa nr.2 113](#_Toc205370648)

[PLANUL DE ACȚIUNI 113](#_Toc205370649)

# **CAPITOLUL I.**

# **INTRODUCERE**

1. Transformarea digitală a domeniului energetic reprezintă o prioritate strategică esențială pentru Republica Moldova în contextul integrării europene și provocărilor legate de securitatea energetică, eficiența operațională și reziliența infrastructurilor critice. Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 este fundamentat pe viziunea holistică a dezvoltării durabile promovată de Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030", care plasează inovația, digitalizarea și tranziția verde în centrul transformării societății moldovenești, stabilește acțiunile necesare pentru realizarea obiectivelor strategice, creând astfel cadrul favorabil pentru digitalizarea accelerată a domeniului energetic.

Necesitatea elaborării prezentului Program derivă din mai mulți factori conjuncturali, care evidențiază urgența unei intervenții coordonate și integrate în digitalizarea domeniului energetic:

* 1. **Imperativul digitalizării pentru securitatea energetică națională și dezvoltarea durabilă**:

În conformitate cu Obiectivul specific 9.3 al Strategiei „Moldova Europeană 2030" privind „Sporirea securității în funcționarea infrastructurilor și a sistemelor critice", Ministerul Energiei urmărește să reducă riscurile asociate aprovizionării cu resurse energetice prin diversificare surselor și rutelor de import, în special pentru gaze naturale, și prin consolidarea capacității tehnice a rețelelor energetice. În acest context, digitalizarea devine instrumentul-cheie pentru monitorizarea în timp real a infrastructurii, optimizarea fluxurilor energetice și asigurarea unui răspunsul rapid și eficient în situații de criză. De asemenea, ea contribuie la gestionarea mai bună a cererii și la integrarea surselor regenerabile într-un sistem flexibil și predictibil, susținând astfel Obiectivul specific 10.4 privind „Tranziția activă spre economia verde și circulară".

* 1. **Vulnerabilitatea crescută la amenințări cibernetice și necesitatea integrării tehnologiilor în guvernanță**:

Creșterea semnificativă a numărului de atacuri cibernetice asupra infrastructurii digitale evidențiază rolul esențial al securității cibernetice în protejarea intereselor naționale ale Republicii Moldova. Sistemul energetic ca parte a infrastructurii critice, necesită măsuri urgente și coordonate de protecție, inclusiv sisteme avansate de detecție, răspuns și reziliență operațională, în linie cu Obiectivul specific 7.3 al Strategiei „Moldova Europeană 2030" privind „Integrarea științei, a tehnologiilor și a datelor în procesul de guvernanță".

* 1. **Alinierea la standardele și cerințele europene în domeniul digitalizării energetice:**

Legea securității cibernetice (nr. 48/2023), armonizată cu Directiva NIS2 a Uniunii Europene în vigoare la 1 ianuarie 2025 stabilește cerințe stricte privind reziliența cibernetică a operatorilor de infrastructură critică. Totodată, Planul de acțiune al UE privind digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552 final[[1]](#footnote-1)) și documentul de lucru însoțitor (SWD(2022) 341 final[[2]](#footnote-2)) stabilesc cadrul european pentru transformarea digitală a sectorului energetic, evidențiind necesitatea:

* Dezvoltării rețelelor inteligente și integrării contoarelor inteligente;
* Creării unui spațiu comun european de date energetice;
* Consolidării securității cibernetice a sistemelor energetice;
* Promovării investițiilor în infrastructura digitală energetică.

Furnizorii de servicii esențiale din domeniul energetic sunt obligați să implementeze măsuri de guvernanță, evaluare a riscurilor și notificare a incidentelor, în conformitate cu standardele europene. Prezentul Program oferă cadrul de acțiune pentru transpunerea eficientă a acestor cerințe.

* 1. **Oportunități de modernizare prin tehnologii inteligente și dezvoltarea antreprenoriatului inovator:**

În spiritul Obiectivului specific 1.2 al Strategiei „Moldova Europeană 2030" privind „Dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat", programul-pilot de contorizare inteligentă, lansat de Ministerul Energiei în 2023 în parteneriat cu PNUD Moldova, contribuie la o infrastructură energetică rezilientă, eficiență operațională sporită, reducerea dependenței energetice și alinierea la standardele europene. Extinderea acestor inițiative necesită o abordare programatică structurată care să stimuleze și ecosistemul de inovare în domeniul energetic.

1. Prezentul Program reprezintă instrumentul sectorial de punere în aplicare a Obiectivului general nr. 3 din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 650/2023, care vizează "Crearea unei economii digitale inovatoare și reziliente", precum și a mai multor obiective strategice din Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030":

* *Obiectivul general 1 - prin dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat în sectorul energetic digital;*
* *Obiectivul general 3 - prin formarea competențelor digitale necesare în domeniul energetic;*
* *Obiectivul general 7 - prin integrarea tehnologiilor și datelor în guvernanța sectorului energetic;*
* *Obiectivul general 9 - prin sporirea securității infrastructurii energetice critice;*
* *Obiectivul general 10 - prin susținerea tranziției spre economia verde prin digitalizare.*

În mod specific, prezentul Program detaliază și operaționalizează direcția prioritară nr. 11 din Strategia de transformare digitală: „*Transformarea rețelei electrice naționale în rețea inteligentă și implementarea contoarelor inteligente („smart-metering"), pentru a optimiza comportamentul cetățenilor în sensul îmbunătățirii eficienței energetice în gospodăriile casnice*".

Totodată, prezentul Program susține implementarea următoarelor direcții conexe:

* *Direcția 1: Transformarea digitală a întreprinderilor - prin digitalizarea operatorilor din domeniul energetic*
* *Direcția 4: Stimularea pieței serviciilor de plăți electronice - prin facilitarea plăților digitale pentru serviciile energetice*
* *Direcția 6: Promovarea cooperării în domeniul cercetării și dezvoltării - prin parteneriate pentru inovații în domeniul energetic*

1. Prezentul Program corelează cu alte documente de politici publice precum:
2. **Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030":**

Programul contribuie direct la realizarea Obiectivului 3 din Strategie, axat pe infrastructură rezilientă, energie curată și accesibilă, și servicii publice moderne, prin integrarea componentelor digitale în infrastructura energetică, precum și la implementarea următoarelor direcții de politici și intervenții prioritare din domeniul „Securitate și eficiență energetică, energie din surse regenerabile" (secțiunea 5.15):.

* Facilitarea creării centrelor regionale ecoenergetice prin utilizarea tehnologiilor digitale pentru monitorizarea și gestionarea resurselor energetice regenerabile la nivel local;
* Asigurarea condițiilor tehnice digitale necesare pentru instalarea și integrarea a circa 410 MW capacități noi de generare din surse regenerabile;
* Digitalizarea proceselor de implementare a măsurilor de eficiență energetică și monitorizarea impactului acestora;
* Crearea infrastructurii digitale necesare pentru gestionarea interconectărilor energetice cu România și operarea depozitelor comune de gaze naturale;
* Dezvoltarea sistemelor digitale de gestionare a stocării energiei în concordanță cu noile capacități de generare;
* Implementarea soluțiilor digitale pentru monitorizarea și optimizarea producției de biogaz și biocombustibili;
* Susținerea antreprenoriatului ecologic prin platforme digitale și soluții tehnologice inovatoare.

1. **Programul de activitate al Guvernului:**

Programul este aliniat cu acțiunea nr. 338 din Programul de activitate al Guvernului care prevede elaborarea și adoptarea Strategiei energetice a Republicii Moldova 2050, integrând digitalizarea ca element-cheie pentru modernizarea domeniului.

1. **Strategia securității informaționale 2019-2024**:

Strategia securității informaționale 2019–2024 și recenta instituire a Agenției naționale pentru Securitate Cibernetică (decembrie 2023) consolidează cadrul instituțional pentru protecția infrastructurilor critice, inclusiv celei energetice.

**d) Programul de implementare, pe anii 2025-2027, a Strategiei de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030**

1. **Planul național integrat privind energia și clima pentru perioada 2025-2030**:

Planul recunoaște digitalizarea și dezvoltarea rețelelor inteligente ca instrumente esențiale pentru atingerea țintelor de eficiență energetică și integrarea surselor regenerabile.

1. **Planul de acțiune al UE privind digitalizarea sistemului energetic:**

Programul este aliniat cu prioritățile și acțiunile stabilite în documentele COM(2022) 552 final și SWD(2022) 341 final, care definesc cadrul european pentru:

* Accelerarea implementării rețelelor inteligente și a flexibilității sistemului energetic;
* Crearea unui spațiu comun de date proprii sectorului energetic pentru facilitarea inovării și a serviciilor noi;
* Consolidarea lanțului de aprovizionare pentru tehnologiile digitale energetice;
* Îmbunătățirea competențelor digitale în domeniu energetic;
* Mobilizarea investițiilor pentru infrastructura digitală energetică.

1. Prezentul Program este racordat și la angajamentele internaționale relevante după cum urmează:
2. Acordul de Asociere UE-Moldova, Capitolul 14, prevede cooperarea în domeniul energetic, inclusiv modernizarea infrastructurii energetice și alinierea la acquis-ul comunitar în domeniu, cu accent pe implementarea soluțiilor digitale promovate la nivel european
3. Tratatul Comunității Energetice, la care Republica Moldova este parte și prin care s-a angajat să implementeze acquis-ul energetic european, inclusiv în ceea ce privește digitalizarea sistemelor energetice, securitatea aprovizionării și integrarea în piețele energetice regionale digitalizate.
4. Acordul ENTSO-E privind condițiile de interconectare cu ENTSO-E, semnat în 2017, prevede cerințe specifice privind digitalizarea și modernizarea sistemului electroenergetic pentru asigurarea interoperabilității cu sistemul energetic european.
5. Inițiativa CESEC la care Moldova a aderat în octombrie 2015, privind conectarea rețelelor în Europa Centrală și de Sud-Est, care a fost extinsă în 2017 și la sectoarele eficienței energetice și energiei regenerabile, care promovează digitalizarea infrastructurii energetice ca element esențial al integrării regionale.
6. Prezentul Program demonstrează că digitalizarea domeniului energetic nu este un proces izolat, ci parte integrantă a unei tranziții sistemice, care implică economia, societatea și mediul, astfel fiind asigurate sinergii importante cu:
7. **Politicile de dezvoltare economică și inovare**:

În conformitate cu Obiectivul specific 1.2 al Strategiei „Moldova Europeană 2030", Programul stimulează dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat în sectorul energetic. Programul de transformare digitală a ÎMM-urilor implementat cu sprijinul PNUD, a oferit granturi în valoare totală de 68,62 milioane lei pentru 259 companii, demonstrând potențialul digitalizării pentru inovare și competitivitate în toate sectoarele, inclusiv cel energetic.

1. **Politicile educaționale și de formare a competențelor:**

Aliniindu-se la Obiectivul specific 3.2 privind „Formarea unor competențe transformatoare în sistemul educațional", Programul include componente de dezvoltare a competențelor digitale specifice sectorului energetic, pregătind forța de muncă pentru economia digitală a viitorului.

1. **Politicile de incluziune socială**:

PNUD Moldova sprijină integrarea femeilor în sectorul TIC, unde 31% din locurile de muncă sunt ocupate de femei care câștigă cu 33% mai puțin decât bărbații. Programul promovează reducerea disparităților prin acțiuni de alfabetizare digitală incluzivă și sprijinirea participării echitabile în ecosistemul digital energetic.

1. **Politicile de mediu și schimbări climatice:**

Susținând Obiectivul specific 10.4 privind „Tranziția activă spre economia verde și circulară", electrificarea domeniului energetic este strâns legată de digitalizare, prin rețele inteligente, management al cererii și integrarea SER. Programul contribuie la implementarea strategiilor climatice, asigurând coerență între tranziția verde și transformarea digitală.

1. Prezentul Program este conceput pentru perioada 2026-2030, reprezentând un orizont de timp mediu de 5 ani, care permite:

* alinierea cu ciclurile de planificare bugetară multianuală și cu perioada de implementare a Strategiei „Moldova Europeană 2030";
* corelarea cu termenele de implementare a angajamentelor internaționale asumate (ex. ENTSO-E, acquis UE) și cu obiectivele Planului de acțiune al UE pentru digitalizarea energetică;
* flexibilitatea în adaptarea la evoluția tehnologică rapidă și la cerințele în continuă schimbare ale tranziției energetice;
* posibilitatea unei evaluări intermediare și ajustării bazate pe rezultate și lecții învățate, precum și evoluția contextului național și internațional.

1. Elaborarea prezentului Program a presupus o abordare participativă și incluzivă, în spiritul Obiectivului general 7 al Strategiei „Moldova Europeană 2030" privind „*Asigurarea unei guvernări eficiente, incluzive și transparente*", implicând:
2. Autoritățile și instituțiile publice:

* Ministerul Energiei - coordonator principal
* Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării
* Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE)
* Agenția pentru Securitate Cibernetică, înființată în 2024, cu misiunea de a consolida reziliența cibernetică națională în conformitate cu cerințele europene.

1. Operatorii din sectorul energetic:

* Moldelectrica - operatorul sistemului de transport;
* Premier Energy Distribution, RED Nord și FEE Nord - operatorii de distribuție și furnizare;
* Termoelectrica, CET Nord și alți producători de energie;
* Reprezentanți ai producătorilor de energie din surse regenerabile și ai prosumatorilor.

1. Partenerii de dezvoltare:

* Programul Națiunilor Unite pentru Dezvoltare (PNUD) - a sprijinit proiectul-pilot de contorizare inteligentă;
* Guvernul Italiei, prin cofinanțare PNUD susține extinderea programului de implementare a contoarelor inteligente;
* Comisia Europeană și alte instituții europene care susțin alinierea la standardele UE în domeniul digitalizării energetice.

1. Sectorul privat și societatea civilă:

* Reprezentanți ai companiilor de tehnologie și inovare;
* Asociații profesionale din domeniul energetic și TIC;
* Organizații ale societății civile active în domeniile energiei, mediului și digitalizării;

1. Instituții academice și de cercetare cu expertiză în domeniu.

# CAPITOLUL II.

# ANALIZA SITUAȚIEI CURENTE

## Secțiunea 2.1. Descrierea problemelor din domeniul transformării digitale a domeniului energetic

1. Domeniul energetic din Republica Moldova se confruntă cu o infrastructură digitală insuficient dezvoltată și vulnerabilă, fragmentată și învechită, care limitează capacitatea de modernizare, interoperabilitate și reziliență operațională. Din decembrie 2023 și până în mai 2024, sistemele de alerte și monitorizare ale Serviciului Tehnologia Informației și Securitate Cibernetică au înregistrat 6.570.000 de evenimente cibernetice asupra infrastructurii guvernamentale, subliniind necesitatea consolidării protecției cibernetice pentru infrastructurile critice energetice. În contextul Planului de acțiune al UE pentru digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552), care evidențiază necesitatea unei infrastructuri digitale robuste și interoperabile pentru tranziția energetică, următoarele probleme au fost identificate în domeniul energetic moldovenesc:

* sisteme IT și OT (Operational Technology) neintegrate și depășite tehnologic, ceea ce generează costuri ridicate și timpi mari de intervenție, contrar cerințelor europene de convergență IT/OT pentru optimizarea operațională;
* lipsa interoperabilității între platformele digitale ale operatorilor și sistemele instituțiilor de reglementare și planificare, împiedicând crearea unui spațiu comun de date energetice conform modelului european;
* absența unui sistem unificat de monitorizare și control al rețelelor energetice, esențial pentru gestionarea în timp real a fluxurilor energetice și integrarea surselor regenerabile;
* infrastructură de comunicații insuficientă pentru susținerea rețelelor inteligente și a serviciilor digitale către consumatori, limitând implementarea soluțiilor de flexibilitate și răspuns la cerere promovate de UE.

1. Conform ultimelor sondaje, 80,7% dintre gospodării au asigurat accesul la internet iar mai puțin de 17% dintre IMM-uri au integrat cu succes tehnologii digitale în activitatea lor, ceea ce reflectă decalajul digital major în economia națională, inclusiv în domeniul energetic. Această situație afectează în mod disproporționat grupurile vulnerabile, care nu pot beneficia de avantajele digitalizării energetice. În contextul nivelului redus de digitalizare a proceselor operaționale se pot evidenția următoarele aspecte critice:

* majoritatea proceselor operaționale sunt încă manuale sau semi-automatizate, limitând capacitatea de optimizare și eficientizare a consumului energetic, în special pentru consumatorii vulnerabili care nu pot accesa servicii digitale avansate;
* lipsa sistemelor de contorizare inteligentă la scară largă (doar 35 mii de contoare inteligente instalate parțial din programul-pilot inițiat în 2023), privând consumatorii de posibilitatea monitorizării și gestionării consumului propriu;
* monitorizare ineficientă a consumului și pierderilor în rețea, cu impact direct asupra tarifelor suportate de toți consumatorii, inclusiv cei vulnerabili;
* capacitate limitată de integrare a surselor regenerabile de energie, reducând oportunitățile pentru prosumatori și comunități energetice locale.

1. De la începutul războiului din Ucraina a crescut cu circa 30% numărul atacurilor cibernetice asupra infrastructurii digitale. Sistemele energetice ca parte a infrastructurii critice naționale, reprezintă o țintă prioritară pentru atacatorii cibernetici. Vulnerabilitatea crescută la atacuri cibernetice se caracterizează prin următoarele riscuri majore:

* circa 200 de incidente cibernetice raportate și analizate în perioada decembrie 2023 - mai 2024;
* atacuri coordonate asupra sistemelor electorale și infrastructurii critice;
* lipsa unui cadru normativ specific pentru securitatea cibernetică în sectorul energetic, aliniat cu cerințele Directivei NIS2 și ale Codului de rețea UE privind securitatea cibernetică;
* capacități limitate de răspuns la incidente cibernetice, afectând continuitatea serviciilor esențiale pentru toți consumatorii.

1. Domeniul energetic se confruntă cu o lipsă acută de personal calificat în domeniul tehnologiilor digitale și securității cibernetice. Deficitul acut de competențe digitale este agravat de:

* lipsa programelor de formare specializate pentru profesioniștii din domeniul energetic, cu impact asupra calității serviciilor oferite tuturor categoriilor de consumatori;
* migrarea specialiștilor IT către sectoare mai bine remunerate;
* colaborare insuficientă între instituțiile de învățământ și operatorii energetici;
* bariere de gen și vârstă în accesul la formare digitală, cu doar 31% reprezentare feminină în sectorul TIC.

## Secțiunea 2.2. Cauzele problemelor identificate

1. Investiții insuficiente în modernizarea infrastructurii și subfinanțarea cronică a domeniului energetic a condus la:

* amânarea proiectelor de modernizare tehnologică, cu impact direct asupra calității serviciilor pentru toți consumatorii;
* utilizarea prelungită a echipamentelor depășite moral și fizic, crescând riscurile operaționale și costurile de mentenanță;
* lipsa resurselor pentru implementarea soluțiilor digitale moderne, atât din surse publice, cât și din surse private, din cauza absenței unui cadru de stimulare și a prioritizării slabe în bugetele multianuale;
* neglijarea nevoilor specifice ale zonelor rurale și comunităților izolate în planificarea investițiilor digitale.

1. Deși Legea 48/2023 privind securitatea cibernetică a fost ?? adoptată cu sprijinul UE în vigoare de la 1 ianuarie 2025 ??, domeniul energetic încă nu dispune de cadru normativ și de reglementare complet și suficient necesităților actuale:

* standarde tehnice specifice pentru digitalizarea domeniului energetic, aliniate cu acquis-ul european și bunele practici internaționale;
* cerințe clare de securitate cibernetică pentru operatorii energetici, conform Codului de rețea UE privind securitatea cibernetică a fluxurilor transfrontaliere de energie electrică;
* mecanisme de stimulare a investițiilor în tehnologii digitale, inclusiv pentru deservirea zonelor defavorizate;
* lipsa prevederilor specifice pentru asigurarea accesibilității serviciilor digitale pentru persoanele cu dizabilități și vârstnici.

1. Lipsa unei coordonări centralizate și fragmentarea eforturilor de digitalizare a condus la:

* implementări izolate și incompatibile între diferiți operatori, limitând beneficiile pentru consumatori;
* duplicarea eforturilor și risipa de resurse, în detrimentul extinderii serviciilor către zonele nedeservite;
* absența unei viziuni integrate pentru transformarea digitală sectorială care să includă dimensiunea incluziunii sociale;
* neglijarea consultării grupurilor vulnerabile în procesul de planificare a digitalizării.

## Secțiunea 2.3. Consecințele în cazul neintervenției

1. În lipsa unor măsuri urgente de digitalizare și securizare, domeniul energetic rămâne expus unor riscuri semnificative, care afectează securitatea energetică naţională, reziliența operațională și capacitatea de răspuns la crize:

* întreruperi majore în furnizarea energiei cauzate de atacuri cibernetice sau defecțiuni tehnice nedetectate la timp, cu impact sever asupra gospodăriilor dependente de echipamente medicale, persoanelor cu dizabilități și vârstnicilor;
* dependență crescută de importuri din cauza lipsei de optimizare digitală a fluxurilor de producție locală și distribuție;
* consumul mediu lunar de 368 milioane kWh generează pierderi economice care se reflectă în tarife mai mari pentru toți consumatorii în lipsa unui sistem digital de gestionare și optimizare;
* adâncirea inegalităților energetice între urban și rural, între gospodării conectate digital și cele excluse.

1. Consecințe economice și sociale directe generate de lipsa digitalizării în domeniul energetic:

* creșterea costurilor operaționale cu 20-30% din cauza ineficiențelor, transferate către consumatorii finali;
* imposibilitatea atragerii investițiilor în proiecte energetice moderne, inclusiv fonduri europene și internaționale condiționate de digitalizare;
* blocarea dezvoltării sectoarelor economice dependente de energie fiabilă și accesibilă, precum industria prelucrătoare, agricultura de precizie sau IT&C cu consum intensiv de energie;
* perpetuarea sărăciei energetice pentru 25% dintre gospodării;
* excluderea permanentă a comunităților rurale de la beneficiile tranziției energetice.

1. Impact asupra coeziunii sociale și dezvoltării durabile, sectorul rezidențial fiind responsabil pentru 50,2% din consumul final de energie, este cel mai afectat de ineficiențele sistemului, ceea ce are un impact direct asupra bunăstării populației, în special în mediile vulnerabile:

* creșterea facturilor la energie cu 15-20% pentru gospodăriile care nu pot optimiza consumul;
* acces limitat la servicii energetice moderne și eficiente, precum monitorizarea consumului, tarife dinamice sau generare distribuită, astfel, perpetuând diviziunea digitală;
* adâncirea inegalităților sociale prin excluderea de la beneficiile digitalizării, în special în comunitățile rurale sau defavorizate;
* imposibilitatea îndeplinirii angajamentelor climatice fără participarea tuturor categoriilor sociale;
* tensiuni sociale potențiale din cauza distribuției inechitabile a costurilor tranziției energetice.

## Secțiunea 2.4. Impactul asupra principalelor grupuri vulnerabile

1. În spiritul angajamentelor asumate prin Agenda 2030 și Strategia de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, precum și în conformitate cu principiile europene de echitate în tranziția energetică, Programul de transformare digitală a domeniului energetic integrează principiul „Nimeni să nu fie lăsat în urmă” (LNOB), asigurând că digitalizarea aduce beneficii tuturor categoriilor sociale, inclusiv celor mai vulnerabile.
2. Circa 64,4% dintre gospodării se încălzesc cu sobe și lemne de foc, semnalând o vulnerabilitate energetică structurală. În lipsa digitalizării, gospodăriile cu venituri reduse sunt expuse riscurilor prin:

* suportarea unor costuri energetice disproporționate (15–25% din venituri lunare), fără posibilitatea optimizării consumului prin tehnologii inteligente;
* excludere de la beneficiile tarifelor diferențiate și ale serviciilor personalizate care necesită infrastructură digitală;
* inaccesibilitate la programele de eficiență energetică care necesită dispozitive digitale și monitorizare la distanță;
* imposibilitatea participării la scheme de flexibilitate și răspuns la cerere care ar putea reduce costurile;
* lipsa accesului la informații în timp real despre consum și costuri, perpetuând ineficiențele.

Date dezagregate disponibile:

* 27% dintre gospodăriile rurale nu au acces la internet;
* 42% dintre gospodăriile cu venituri sub pragul de sărăcie nu dețin dispozitive digitale adecvate;
* costul mediu al energiei reprezintă 22% din venitul gospodăriilor vulnerabile, comparativ cu 8% pentru gospodăriile cu venituri medii.

1. IMM-urile reprezentând 98% din totalul întreprinderilor și angajând peste 60% din forța de muncă, sunt afectate disproporționat de lipsa digitalizării prin:

* costuri energetice ridicate care afectează competitivitatea și viabilitatea afacerilor;
* vulnerabilitate la fluctuațiile de preț (prețul energiei ajungând la 6,67 lei/kWh în perioade de criză);
* dificultăți în adaptarea la cerințele privind eficiență energetică și tranziția verde;
* lipsa accesului la platforme digitale de piață energetică și agregare a consumului;
* imposibilitatea participării la comunități energetice sau scheme de prosumatori din cauza barierelor tehnice.

Impact specific pe categorii:

* microîntreprinderile (1-9 angajați): 83% nu au acces la soluții de management energetic;
* întreprinderile conduse de femei: acces cu 40% mai redus la finanțare pentru digitalizare;
* IMM-urile din sectorul rural: conectivitate limitată împiedică adoptarea soluțiilor cloud.

1. Disparitățile geografice sunt accentuate în comunitățile rurale și zonele izolate care se confruntă cu:

* acces limitat la rețele de distribuție modernizate și la internet de mare viteză (doar 53% acoperire broadband-conexiune permanentă la internet cu viteză mare în rural);
* lipsa alternativelor energetice moderne (încălzire eficientă, iluminat inteligent);
* excludere de la utilizarea aplicațiilor de monitorizare și optimizare a consumului;
* imposibilitatea dezvoltării proiectelor de energie comunitară din cauza infrastructurii digitale precare;
* costuri mai mari pentru servicii energetice din cauza ineficiențelor și pierderilor în rețea.

Disparități identificate:

* 78% dintre localitățile rurale nu au acces la rețele de gaz natural;
* timpul mediu de remediere a defecțiunilor: 12 ore în rural vs. 3 ore în urban.

1. Doar 31% din locurile de muncă în sectorul TIC sunt ocupate de femei, care câștigă în medie cu 33% mai puțin decât bărbații. În domeniul energetic, se observă mai acut dimensiunea de gen în accesul la beneficiile digitalizării energetice:

* participare redusă a femeilor la procese decizionale privind digitalizarea (sub 20% în poziții de conducere);
* acces inegal la formare în competențe digitale energetice;
* impact economic sporit asupra gospodăriilor monoparentale conduse de femei (32% dintre acestea sunt în sărăcie energetică);
* bariere culturale și stereotipuri care descurajează femeile să adopte tehnologii digitale energetice;
* lipsa serviciilor de suport adaptate nevoilor specifice ale femeilor antreprenoare în domeniul energetic.

1. Transformarea digitală riscă să excludă persoane cu dizabilități sau vârstnici dacă interfețele și procesele nu sunt accesibile.

* 15% din populație (peste 530.000 persoane) are cel puțin o formă de dizabilitate;
* 23% din populație are peste 60 de ani, cu competențe digitale limitate;
* lipsa interfețelor accesibile pentru aplicațiile de management energetic;
* costuri suplimentare pentru adaptarea tehnologiilor la nevoile specifice;
* dependență crescută de asistenți pentru utilizarea serviciilor digitale energetice.

1. Pentru a preveni excluderea digitală, prezentul Program asigură o abordare care garantează că digitalizarea domeniului energetic se realizează într-un mod echitabil, accesibil și sustenabil, în beneficiul întregii societăți prin următoarele măsuri de incluziune planificate:

* design universal pentru toate aplicațiile și interfețele digitale;
* programe de alfabetizare digitală adaptate vârstei și capacităților;
* servicii de asistență telefonică și fizică în centrele comunitare;
* parteneriate cu organizații reprezentative pentru testarea soluțiilor;
* colectarea de date dezagregate (gen, vârstă, regiune, venit);
* re-proiectarea și ajustarea măsurilor cu participarea grupurilor afectate;
* monitorizarea anuală a gradului de incluziune digitală prin indicatori dedicați.

## Secțiunea 2.5. Date statistice și dovezi cantitative

1. Infrastructura energetică actuală se caracterizează prin următoarele date relevante și impact asupra grupurilor vulnerabile:

* consumul mediu lunar: 368 milioane kWh, cu o contribuție internă de doar 21,8%, ceea ce reflectă o dependență ridicată de importuri;
* variații sezoniere: consum de vară 320-340 mln. kWh, iarnă 400-440 mln. kWh, afectând disproporționat gospodăriile vulnerabile în sezonul rece;
* Capacitatea de producție locală este limitată, cu doar 12% din energie provenind din surse regenerabile locale și influențată semnificativ de condițiile meteorologice.

Date dezagregate pe categorii de consumatori:

* Rezidențial: 50,2% (din care 35% gospodării vulnerabile);
* Industrial: 28,3%;
* Comercial și servicii: 15,2%;
* Public: 6,3%.

1. Impactul economic diferențiat al ineficiențelor energetice prin prisma datelor statistice:

* Energocom a raportat pierderi de 127 milioane în 2023, urmate de un profit de 858,1 milioane lei în 2024, ilustrând volatilitatea extremă a pieței energetice și lipsa predictibilității în aprovizionare și costuri;
* pierderile în rețele sunt estimate la 15-20% din energia distribuită – una dintre cele mai mari cote din regiune, care se traduc în costuri suplimentare de circa 300 milioane lei anual, suportate de consumatori;
* costul sărăciei energetice se estimează la 1,2 miliarde lei anual în costuri sociale și de sănătate;
* costul de achiziție a energiei sunt caracterizate de variații mari și imprevizibilitate, afectând bugetele instituționale și consumatorii vulnerabili.

1. Progresul limitat în digitalizarea domeniului energetic:

* 259 companii sprijinite prin Programul de digitalizare a ÎMM-urilor, cu granturi totale de 68,62 milioane lei;
* investiții cumulate totale de 118,61 milioane lei în proiecte de digitalizare la nivel național, din care o proporție redusă a vizat domeniul energetic, insuficiente pentru nevoile reale a sectorului;
* persistența unui decalaj major între necesitățile reale de digitalizare în energie și resurse disponibile;
* distribuție geografică inegală - 78% din investiții concentrate în Chișinău și Bălți;
* doar 35.000 contoare inteligente instalate parțial din necesarul estimat de circa 1,5 milioane total.

# CAPITOLUL III.

# OBIECTIVE GENERALE

1. Obiectivele generale ale prezentului Program sunt corelate cu cele din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030 (Hotărârea Guvernului 650/2023) ), Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030", și sunt aliniate cu Planul de acțiune al UE pentru digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552 final), fiind adaptate specificului domeniului energetic pentru perioada 2026-2030, în conformitate cu prioritățile naționale de digitalizare, tranziție verde și securitate cibernetică.
2. **Obiectiv general 1: Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în sectorul energetic până în 2030**

Acest obiectiv transpune la nivel sectorial Obiectivul general nr. 3 din Strategia de transformare digitală națională și prioritățile UE privind rețelele inteligente, vizând transformarea domeniului energetic într-un model de eficiență și inovație digitală pentru economia națională, asigurând totodată incluziunea tuturor categoriilor de consumatori.

**Rațiune de intervenție:** Infrastructura energetică actuală a Republicii Moldova operează cu tehnologii depășite care generează pierderi de circa 18% și costuri operaționale excesive. Lipsa sistemelor digitale integrate împiedică monitorizarea în timp real, optimizarea fluxurilor energetice și integrarea eficientă a surselor regenerabile. Fără o infrastructură digitală modernă, sectorul energetic nu poate răspunde provocărilor securității energetice, nu poate oferi servicii de calitate consumatorilor și nu poate contribui la obiectivele climatice naționale. Digitalizarea infrastructurii este fundamentul necesar pentru toate celelalte transformări ale sectorului.

1. **Obiectiv general 2: Consolidarea rezilienței cibernetice a infrastructurii critice energetice până în 2030**

Derivat din cerințele Legii securității cibernetice nr. 48/2023, Directivei UE NIS2 și Codului de rețea UE privind securitatea cibernetică, precum și obiectivele naționale de securitate informațională, acest obiectiv vizează protejarea infrastructurilor esențiale și a obiectivelor de infrastructură critice din domeniul energetic împotriva amenințărilor cibernetice în creștere.

**Rațiune de intervenție:** Conflictul regional și tensiunile geopolitice au evidențiat vulnerabilitatea extremă a infrastructurii energetice la atacuri cibernetice, cu o creștere de 30% a incidentelor din 2022. Digitalizarea accelerată, deși necesară, mărește suprafața de atac și complexitatea amenințărilor. Fără un sistem robust de securitate cibernetică, întreaga transformare digitală devine un risc major pentru securitatea națională. Experiența internațională arată că atacurile asupra sistemelor energetice pot paraliza economia și societatea, făcând imperativă construirea unei reziliențe cibernetice comparabile cu standardele NATO și UE.

1. **Obiectiv general 3: Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în 2030**

Aliniat cu angajamentele naționale de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră cu 70% până în 2030 față de 1990, cu obiectivele Planului național integrat privind energia și clima și cu Pactul Verde European, acest obiectiv utilizează digitalizarea ca instrument catalizator pentru integrarea surselor regenerabile, optimizarea consumului energetic și asigurarea accesului echitabil la energie curată.

**Rațiune de intervenție:** Tranziția energetică către surse regenerabile și neutralitate climatică este imposibilă fără digitalizare, deoarece variabilitatea producției din surse regenerabile necesită sisteme inteligente de predicție, balansare și stocare. Moldova are potențial pentru 600 MW surse regenerabile, dar poate integra eficient doar 150 MW cu sistemele actuale. Digitalizarea permite gestionarea complexității crescute a sistemului energetic, optimizarea consumului prin mecanisme de reacție la cerere (demand response) și crearea de noi modele de afaceri precum prosumatorii și comunitățile energetice. Fără soluții digitale incluzive, tranziția energetică va aprofunda inegalitățile sociale în loc să creeze oportunități pentru toți.

# CAPITOLUL IV.

# OBIECTIVE SPECIFICE

## Secțiunea 4.1. Obiective specifice pentru infrastructura digitală inteligentă (OG 1)

1. **OS 1.1.** Până la sfârșitul anului 2028, cel puțin 80% din infrastructura critică energetică va fi modernizată digital și integrată într-un sistem unificat de monitorizare:

**Rațiune de intervenție:** Fragmentarea actuală a sistemelor IT și OT în sectorul energetic generează ineficiențe majore, cu zeci de sisteme disparate care nu comunică între ele, rezultând în timpi de răspuns de 8-12 ore la incidente și imposibilitatea optimizării la nivel de sistem. Modernizarea digitală integrată va permite monitorizarea în timp real a întregii infrastructuri critice, reducerea timpului de răspuns la sub 1 oră și optimizarea fluxurilor energetice cu economii estimate de 150 mil. MDL anual. Fără această modernizare coordonată, pierderile vor continua să crească, iar integrarea cu sistemele europene va fi imposibilă. Acest obiectiv specific adresează problema fragmentării sistemelor IT/OT și asigură interoperabilitatea conform standardelor europene, fără a suprapune acțiunile din Programul general de transformare digitală 2025-2027.

Implementarea registrelor naționale și a platformelor naționale de management a energiei care sunt instrumente digitale critice pentru guvernanța modernă și care vor sprijini procesul de digitalizare, eficiență și transparență în gestionarea resurselor energetice și a consumului la nivel național. Ele vor contribui direct la creșterea eficienței energetice, securității cibernetice, și transparenței în gestionarea resurselor energetice. În plus, aceste soluții sunt indispensabile pentru implementarea rețelelor inteligente avansate și pentru integrarea sistemelor digitale de management al energiei, toate acestea fiind obiective centrale ale Programului de transformare digitală 2026-2030 în domeniul energiei.

* 1. **Registrul național privind locul de consum**

Registrul național privind locul de consum (RNLC) reprezintă o bază de date centralizată care înregistrează toate locurile de consum energetic din Republica Moldova, fie ele comerciale, industriale sau rezidențiale. Fiecare loc de consum va urma să fie identificat printr-un cod alfanumeric (sau numeric) unic (*similar ca IDNP – pentru identificarea persoanei fizice / IDNO – pentru identificarea persoanei juridice*) și asociat cu cel puțin următoarele: date despre consumator, date geo-spațiale (pentru o localizare precisă), identificator cadastral și alte informații relevante care vor fi reglementate de către Guvern. RNLC va facilita monitorizarea consumului pe bază de identificatori unici, schimbările de furnizor, transparența în facturare și gestionare a energiei, codul RNLC va urma să fie reutilizat de toți furnizorii de servicii energetice ca identificator unic a consumatorilor.

Beneficii de implementare:

* Consumatorii și furnizorii vor avea acces la informații clare și actualizate despre locurile de consum, contribuind la corectitudinea și claritatea facturării astfel fiind asigurată transparența.
* Registrul va permite o gestionare mai ușoară a schimbărilor de furnizor, simplificând procedurile administrative și reducând timpul de tranziție.
* Autoritățile și furnizorii vor putea monitoriza în timp real consumul de energie la nivel de loc de consum, optimizând astfel gestionarea fluxurilor energetice și identificând zonele cu pierderi.
* Informațiile din RNLC vor fi standardizate și accesibile prin intermediul platformei guvernamentale de interoperabilitate MConect pentru toți actorii din piața energetică, facilitând interoperabilitatea între sistemele diferitelor furnizori și operatori.
  1. **Platforma națională de management energetic**

Platforma națională de management energetic (PNME) va fi o platformă digitală integratoare, care va colecta și gestiona datele consolidate începând de la importul, producerea și consumul energetic din întreaga țară. Aceasta va oferi o sinteză analitică (în forme tabelară și diverse grafice) pe baza de algoritmi ML/AI a diverselor tipuri de resurse energetice utilizate, precum energie electrică, gaze naturale, energie termică, și altele. Platforma va permite analizarea și raportarea consumului totalizat pe diferite intervale de timp (lună, an) și la diferite niveluri geografice (național, regional, localitate).

Beneficii de implementare:

* Platforma va centraliza date din diverse surse prin mecanisme de interoperabilitate securizate, oferind o imagine completă a importului, producerii și consumului energetic la nivel național, regional și localitate, ceea ce va spriji deciziile informate și optimizarea resurselor.
* PNME va permite generarea de rapoarte statistice detaliate privind consumul energetic, permițând autorităților să identifice tendințele și să îmbunătățească planificarea pe termen lung.
* Platforma va contribui la monitorizarea în timp real a utilizării resurselor, identificând oportunități pentru eficientizarea consumului și reducerea pierderilor.
* Având în vedere integrarea resurselor energetice și centralizarea datelor, platforma va include măsuri avansate de securitate cibernetică pentru a proteja informațiile sensibile și restricționate. De asemenea, va fi accesibilă tuturor părților interesate - autorităților, furnizorilor, consumatorilor și altor actori din sectorul energetic, asigurându-se o colaborare eficientă, precum și va dispune o interfață web publică pe care se vor reflecta diverse informații de interes public.
* Platforma va fi un instrument esențial pentru guvern și autorități în dezvoltarea și implementarea politicilor energetice, oferind date calitative și fiabile pentru a fundamenta deciziile strategice.
  1. **Implementarea sistemelor automatizate în domeniul eficienței energetice**

Implementarea unui sistem informațional integrat destinat digitalizării activității Instituției Publice ”Centrul Național pentru Energie Durabilă” în vederea informatizării proceselor de business în domeniul eficienței energetice, performanței energetice a clădirilor, precum și al valorificării surselor de energie regenerabilă. Sistemul integrat va contribui semnificativ la creșterea calității și eficienței activităților din domeniile eficienței, va facilitata accesul la date în domeniul eficienței energetice și al valorificării surselor de energie regenerabilă prin mecanisme modern, digitale și interactive pentru toate părțile interesate. Conceptul Sistemul informațional național în domeniul eficienței energetice (SINEE) reglementat prin HG 144/2025 va fi constituit din mai multe subsisteme:

1. subsistemul informațional „Portalul public al CNED”;
2. subsistemul informațional „Managementul programelor și proiectelor”;
3. subsistemul informațional „Managementul energetic în clădiri”;
4. subsistemul informațional „Eficiența energetică a clădirilor”;
5. subsistemul informațional „Auditul energetic”;
6. subsistemul informațional „Monitorizarea și verificarea economiilor de energie”;
7. subsistemul informațional „Registrul specialiștilor în domeniul eficienței energetice”;
8. subsistemul informațional „Administrare și funcționalități de sistem”;
9. subsistemul informațional „Analiza datelor și generarea rapoartelor”;
10. subsistemul informațional „Platforma GIS”.
11. **OS 1.2.** Până la sfârșitul anului 2030, vor fi instalate și operaționalizate 500.000 contoare inteligente, acoperind cel puțin 40% din consumatorii casnici, cu prioritate pentru zonele urbane și gospodăriile vulnerabile

**Rațiune de intervenție**: Sistemul actual de contorizare manuală generează erori de facturare pentru circa 15% din consumatori, imposibilitatea tarifării diferențiate și lipsa vizibilității asupra consumului real. Contoarele inteligente sunt o componentă esențială a infrastructurii de bază pentru toate serviciile energetice moderne: tarife dinamice, răspuns la cerere, integrarea prosumatorilor și eficiența energetică. Prioritizarea gospodăriilor vulnerabile asigură că beneficiile digitalizării ajung mai întâi la cei care au cea mai mare nevoie de reducerea costurilor energetice. Obiectivul extinde programul pilot existent și se aliniază cu țintele UE pentru implementarea contoarelor inteligente, asigurând accesul echitabil la tehnologie.

* 1. **Dezvoltarea rețelelor inteligente avansate (advanced smart grids)**

Rețelele inteligente avansate reprezintă fundația infrastructurii energetice moderne. Activitățile vor include cel puțin:

* Modernizarea etapizată a tuturor componentelor de infrastructuri IT și OT existentesunt strict esențiale pentru implementarea de tehnologii avansate ce vor permite gestionarea mai eficientă a energiei, inclusiv integrarea surselor regenerabile.
* Implementarea contorizării inteligente avansate astfel ca acestea să permită monitorizarea și transmiterea în timp real a datelor privind consumul de energie, oferind atât distribuitorilor, furnizorilor, cât și consumatorilor, informații precise și actualizate în regim real de timp. Întru atingerea rezultatelor scontate acestor activități complexe, dar și în contextul desfășurării proiectului pilot de instalare a contoarelor inteligente cu suportul PNUD, următoarele trebuie considerate:
* Elaborarea cerințelor tehnice privind contoarele inteligente:
* Parametrii funcționali, interfețe pentru comunicare locală și distantă, structura datelor și memoria internă a contorului, lista parametrilor energiei ce urmează a fi înregistrați de contor, periodicitatea înregistrării și transmiterii datelor;
* Tehnologie de comunicații / transfer de date, protocoale de comunicare[[3]](#footnote-3);
* Cerințe privind certificarea contoarelor;
* Revizuirea cadrului normativ privind durata exploatării și verificărilor periodice;
* Cerințe privind securitatea cibernetică[[4]](#footnote-4) prin elaborarea reglementărilor naționale (transpunerea directivei EU[[5]](#footnote-5)) privind securitatea cibernetică aplicabilă contoarelor inteligente[[6]](#footnote-6), asigurarea end-point security (criptarea datelor, autentificarea de acces securizat autorizat etc.);
* Corespunderea și conformarea cu normele de reciclare a deșeurilor de echipamente electrice și electronice (HG 212/2018);
* Colectarea și transferul datelor:
* Cerințe față de tehnologiile și standardele de transfer a datelor, protocoale de comunicare;
* Cerințe privind certificarea concentratoarelor;
* Periodicitatea citirii datelor;
* Aplicații(software) și cerințe de interoperabilitate/compatibilitate cu diferite tipuri de contoare / producători diferiți;
* Cerințe privind localizarea concentratoarelor, deservire / verificare periodică;
* Cerințe privind securitatea cibernetică prin elaborarea reglementărilor naționale (transpunerea directivei EU) privind securitatea cibernetică aplicabilă la concentratoare (criptarea datelor, autentificarea de acces securizat autorizat etc.);
  1. **Sistem Head-End (HES - Head-End System)**

Platforma HES este responsabilă pentru comunicarea cu contoarele inteligente și alte echipamente de măsurare de pe teren, centralizând datele de la aceste dispozitive într-un singur punct de control. Acesta acționează ca un intermediar între contoarele inteligente distribuite și platformele superioare de gestionare a datelor, precum MDM și ADMS. Funcționalități principale ale unui sistem HES:

* colectarea și agregarea datelor de către HES prin recepționarea datelor de măsurare și evenimente de la contoare inteligente (de exemplu, consum de energie, tensiune, curent, etc.) și transmiterea acestor metrici mai departe către sistemele MDM pentru gestionare și analiză;
* platforma va permite monitorizarea continuă a contoarelor și poate raporta rapid orice eroare sau incident apărut în echipamentele de măsurare;
* HES poate trimite, asigurând comunicarea bidirecțională prin comenzi către contoarele inteligente, cum ar fi resetarea, actualizări de firmware, sau chiar deconectarea/ reconectarea unui consumator.
  1. **Managementul datelor contorului (MDM - Meter Data Management)**

Platforma MDM este un sistem centralizat utilizat pentru gestionarea și analiza datelor de măsurare colectate de la contoarele inteligente. Acesta oferă funcționalități de stocare, prelucrare și interpretare a datelor privind consumul, și permite atât optimizarea operațională, cât și facturarea precisă a consumului. Funcționalități principale ale unui sistem MDM:

* MDM stochează și administrează volume mari de date colectate de la contoare inteligente, inclusiv date de consum și alți parametri relevanți (de exemplu, pierderi de energie, calitatea energiei);
* platforma va permite analize avansate ale consumului de energie, detectarea anomaliilor și evaluarea performanțelor rețelei. Datele pot fi utilizate pentru prognoze și rapoarte detaliate, atât pentru operatorii de rețea, cât și pentru consumatori:
* MDM poate fi integrat cu sisteme de facturare, platforme de gestionare a cererii și alte soluții IT pentru a îmbunătăți eficiența generală a rețelei;
* unul dintre scopurile principale ale MDM este să furnizeze date precise pentru facturarea consumului de energie, eliminând erorile asociate cu facturarea tradițională.
  1. **Sistem avansat de gestionare a distribuției (ADMS - Advanced Distribution Management System)**

Platforma ADMS este o soluție avansată care integrează mai multe funcții critice pentru gestionarea și controlul operațiunilor de distribuție a energiei. ADMS oferă o imagine de ansamblu asupra rețelei de distribuție, permițând operatorilor să monitorizeze și să controleze fluxurile de energie în timp real, să răspundă la incidente și să optimizeze performanța rețelei. Funcționalități principale ale unui sistem ADMS:

* ADMS oferă operatorilor o platformă centralizată pentru monitorizarea stării rețelei, identificarea problemelor și luarea de măsuri corective;
* platforma permite optimizarea distribuției de energie prin ajustarea fluxurilor de energie, managementul sarcinilor și reducerea pierderilor în rețea;
* ADMS include module avansate de gestionare a incidentelor, permițând o reacție rapidă la pene de curent și alte probleme operaționale, reducând astfel timpii de întrerupere;
* ADMS poate gestiona sursele de energie distribuite, cum ar fi energia solară și eoliană, optimizând integrarea lor în rețea.

1. **OS 1.3.** Până la sfârșitul anului 2028, cel puțin 90% din procesele operaționale critice vor fi automatizate și monitorizate digital în timp real

**Rațiune de intervenție**: Procesele manuale actuale în dispecerare, mentenanță și operare generează întârzieri de 4-8 ore în detectarea problemelor, costuri cu personal excesive și riscuri crescute de eroare umană. Automatizarea proceselor critice prin SCADA moderne, algoritmi AI și IoT va reduce costurile operaționale cu 20-25% și timpul de remediere a defecțiunilor de la 8 ore la sub 2 ore. Experiența internațională demonstrează că automatizarea este esențială pentru gestionarea complexității crescânde a sistemelor energetice moderne cu multiple surse de generare distribuită. Automatizarea completă a proceselor critice va reduce costurile operaționale și timpul de răspuns la incidente, crescând calitatea serviciilor pentru toți consumatorii.

* 1. **Sistem SCADA (supervisory control and data acquisition)**

Platforma SCADA reprezintă coloana vertebrală a monitorizării și controlului în timp real a infrastructurii tehnologice energetice, permițând operatorilor să supravegheze și să controleze echipamentele și procesele din stații, posturi de transformare și rețele de distribuție de la distanță. Sistemul integrează date provenite de la sute și mii de puncte de măsurare și control, oferind o imagine completă și actualizată a stării sistemului energetic. Funcționalități principale ale unui sistem SCADA:

* monitorizare în timp real prin colectarea continuu a datelor de Unități terminale la distanță (RTU - Remote Terminal Units) și dispozitive electronice inteligente (IED- Intelligent Electronic Devices) despre parametrii electrici (tensiune, curent, frecvență), starea echipamentelor (întreruptoare, separatoare) și alarme, prezentându-le într-o interfață grafică intuitivă;
* control de la distanță care permite operatorilor să execute comenzi asupra echipamentelor de comutație, să modifice setările de protecție și să ajusteze parametrii operaționali fără a fi necesară prezența fizică în teren;
* gestionarea alarmelor și evenimentelor de către sistem care prioritizează și afișează alarmele în funcție de criticitate, păstrează istoricul evenimentelor și generează notificări automate pentru situații critice;
* analize și generarea rapoarte operaționale, analize de tendințe, calcularea indicatorilor de performanță (SAIDI, SAIFI) și oferă instrumente pentru analiza post-incident.
  1. **Sistem ERP (Enterprise Resource Planning)**

Platforma ERP integrează toate procesele de business ale operatorului într-un sistem unificat, de la managementul activelor și mentenanță până la finanțe și resurse umane. Aceasta elimină depozitele informaționale și oferă o vedere holistică asupra operațiunilor companiei, permițând luarea deciziilor bazate pe date integrate și actualizate. Funcționalități principale ale unui sistem ERP sunt:

* managementul activelor și mentenanței prin gestionarea ciclului de viață complet al echipamentelor energetice, planifică mentenanța preventivă și predictivă, urmărește istoricul intervențiilor și optimizează stocurile de piese de schimb;
* gestiune financiar-contabilă integrată prin automatizarea proceselor contabile, gestionează bugetele pe centre de cost, calculează amortizările pentru infrastructura energetică și oferă raportare financiară în timp real;
* managementul resurselor umane facilitând administarea personalului operațional și tehnic, planifică echipele de intervenție, gestionează calificările și autorizările specifice sectorului energetic și calculează salarizarea conform CCM;
* planificare și control operațional prin integrarea și planificarea lucrărilor de investiții, urmărește execuția proiectelor de dezvoltare a rețelei, monitorizează indicatorii de performanță și asigură conformitatea cu reglementările ANRE.
  1. **Sistem CRM (cCustomer Relationship Management)**

Platforma CRM pentru operatorii energetici centralizează toate interacțiunile cu consumatorii, de la contractare și facturare până la sesizări și asistență tehnică. Sistemul transformă relația cu consumatorii dintr-una reactivă într-una proactivă, îmbunătățind satisfacția clienților și reducând costurile operaționale prin automatizarea proceselor. Funcționalități principale ale unui sistem CRM sunt:

* gestionarea completă a relației cu consumatorii prin menținerea unei baze de date unificată a consumatorilor, istoricul complet al interacțiunilor, preferințele de comunicare și permite segmentarea pentru campanii țintite;
* managementul sesizărilor și reclamațiilor prin înregistrarea și urmărirea tuturor solicitărilor consumatorilor, asigură respectarea termenelor legale de răspuns, escaladează automat cazurile critice și generează rapoarte pentru agențiile de reglementare după caz;
* Portal self-service și aplicație mobilă integrat în CRM oferă consumatorilor acces online la date privind consumul, istoricul facturilor, posibilitatea transmiterii indexului și plății online, reducând semnificativ numărul de apeluri la Call Center;
* integrare omni-canal în sistemul CRM prin unificarea tuturor canalelor de comunicare (telefon, email, chat, rețele sociale, oficii teritoriale) într-o interfață unică, oferind o experiență coerentă și continuă pentru client, indiferent de punctul de contact utilizat.
  1. **Sistem de facturare (Billing System)**

Platforma de facturare reprezintă motorul financiar al operatorului energetic, gestionând întregul ciclu de facturare de la citirea contoarelor până la încasarea plăților. Sistemul modern de billing nu doar calculează și emite facturi, ci oferă flexibilitate tarifară, suportă multiple canale de plată și se integrează cu ecosistemul digital al operatorului. Funcționalități principale ale unui sistem de facturare (billing) sunt:

* calcul și emiterea de facturi prin procesarea datelor privind consumul de la MDM/HES, aplică structuri tarifare complexe (tarife diferențiate, prosumatori, tarife sociale), calcularea taxelor și impozitelor și generarea facturilor în format electronic și tipărit;
* gestiunea tarifelor flexibile prin susținerea tarifelor dinamice (pe intervale orare, prețuri de vârf critic), programe de reacție la cerere cu compensarea pentru reducerea consumului, contorizare netă pentru prosumatori și scheme de eficiență energetică;
* management încasărilor și colectării care integrează multiple canale de plată (bancă, online, POS, aplicație mobilă), monitorizează în timp real încasările, automatizează recuperarea creanțelor și generează notificări de deconectare conform reglementărilor;
* raportare și analiză financiară care oferă tablouri de bord pentru monitorizarea veniturilor, analize de profitabilitate pe segmente de consumatori, prognoze de cash-flow și raportare automată către ANRE și alte autorități de control.

Aceste sisteme, implementate integrat, vor transforma operatorii energetici din Moldova în organizații digitale moderne, capabile să ofere servicii de calitate superioară și să gestioneze eficient tranziția energetică.

*Tabelul 1*

| **Nr.** | **Indicator de rezultat** | **Valoarea de referință 2025** | **Valoarea țintă 2027** | **Valoarea țintă 2028** | **Valoarea țintă 2030** | **Furnizor de date** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Obiectivul specific 1.1: Modernizarea digitală a 80% din infrastructura critică energetică** | | | | | | |
| 1.1.1 | RNLC operațional și integrat (%) | 0% | 40% | 100% | 100% | Ministerul Energiei |
| 1.1.2 | Locuri de consum înregistrate în RNLC (#) | 0 | 115,000 | 265,000 | 500,000 | Operatori distribuție |
| 1.1.3 | PNME funcțional cu module active (#module) | 0 | 3 | 7 | 10 | Ministerul Energiei |
| 1.1.4 | Subsisteme SIA SINEE implementate (#) | 0 | 4 | 10 | 10 | CNED |
| 1.1.5 | Operatori integrați în platformele digitale (#) | 0 | 5 | 12 | 20 | Ministerul Energiei |
| 1.1.6 | Interoperabilitate sisteme informatice (%) | 10% | 60% | 80% | 95% | Operatori/ANRE |
| **Obiectivul specific 1.2: Instalarea și operaționalizarea a 500,000 contoare inteligente** | | | | | | |
| 1.2.1 | Contoare inteligente instalate (#) | 35,000 | 115,000 | 265,000 | 500,000 | Operatori distribuție |
| 1.2.2 | Contoare integrate în HES+MDM (#) | 0 | 100,000 | 250,000 | 500,000 | Operatori distribuție |
| 1.2.3 | Consumatori cu acces la date în timp real (%) | 0% | 15% | 35% | 60% | Operatori distribuție |
| 1.2.4 | Gospodării vulnerabile cu contoare smart (#) | 0 | 20,000 | 50,000 | 100,000 | ANRE/ Operatori distribuție |
| 1.2.5 | Localități cu implementare completă (#) | 0 | 25 | 75 | 200 | Operatori distribuție |
| 1.2.6 | Studiu ADMS finalizat și aprobat | Nu | Nu | Da | Da | Ministerul Energiei |
| **Obiectivul specific 1.3: Automatizarea a 90% din procesele operaționale critice** | | | | | | |
| 1.3.1 | Operatori cu SCADA modernizat (#) | 1 | 5 | 10 | 15 | Operatori/ANRE |
| 1.3.2 | Sisteme ERP implementate la operatori (#) | 1 | 4 | 8 | 12 | Operatori energetici |
| 1.3.3 | Platforme CRM funcționale (#) | 0 | 3 | 7 | 10 | Operatori furnizare |
| 1.3.4 | Sisteme Billing moderne operaționale (#) | 2 | 5 | 10 | 12 | Operatori furnizare |
| 1.3.5 | Timp mediu remediere defecțiuni (ore) | 8 | 4 | 2 | 1 | Operatori distribuție |
| 1.3.6 | Procese digitalizate end-to-end (%) | 20% | 60% | 90% | 98% | Operatori/ANRE |

## Secțiunea 4.2. Obiective specifice pentru securitatea cibernetică (OG 2)

1. **OS 2.1.** Până la sfârșitul anului 2026, va fi înființat și operaționalizat Centrul Sectorial de Securitate Cibernetică în Energie (CSSCE/SOC – Security Operation Center) cu capacitate de monitorizare 24/7 pentru 100% din infrastructura critică

**Rațiune de intervenție**: Sectorul energetic înregistrează în medie 50 de tentative de atac cibernetic pe săptămână, dar capacitatea actuală de detecție și răspuns este practic inexistentă, cu timp de detecție de peste 72 ore. CSSCE va centraliza monitorizarea, detecția și răspunsul la incidente pentru întreaga infrastructură critică energetică, reducând timpul de detecție la sub 1 oră. Fără un centru specializat operațional 24/7, domeniul energetic rămâne complet vulnerabil la atacuri care pot provoca întreruperi la scară națională, așa cum s-a demonstrat în Ucraina (2015, 2016) și în alte țări. Centrul va asigura coordonarea răspunsului la incidente și conformitatea cu cerințele naționale și EU NIS2.

Instituirea și operaționalizarea unui SOC sectorial pentru domeniul energetic în Republica Moldova este o măsură critică și justificabilă din multiple perspective tehnice, operaționale și strategice. Justificarea este structurată, cu accent pe specificul domeniului energetic, integrarea standardelor relevante, precum și avantajele concrete ale unui SOC sectorial distinct, dar interoperabil cu SOC-ul national din cadrul ANSC:

* 1. **Justificare generală: specificul domeniului energetic și diferențierea față de alte sectoare**

Infrastructura energetică națională, incluzând producția, transportul, furnizarea și distribuția de electricitate, este recunoscut internațional și național ca infrastructură critică esențială pentru funcționarea statului, a economiei și a siguranței cetățenilor.

Tehnologiile și rețelele hibride IT/OT caracterizează specificul domeniului energetic care constă în existența unui ecosistem tehnologic hibrid, în care sistemele de control industrial - sisteme de automatizare, control și telemăsurare (SCADA/EMS(Energy Management System)/DMS(Distribution Management System)) interacționează cu infrastructura IT convențională. Acest lucru impune cerințe diferite de securitate - timpii de răspuns critici în sistemele SCADA (milisecunde) față de cele aplicabile doar TIC-ului general. Echipamente specifice OT includ ca exemplu cel puțin următoarele:

* o unitate terminală la distanță (RTU) - un dispozitiv electronic care acționează ca o interfață între echipamentele de teren și un sistem central de control, cum ar fi un sistem SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). RTU-urile permit operatorilor de rețele electrice să monitorizeze, să gestioneze și să controleze de la distanță sistemele energetice, cum ar fi rețelele de distribuție și transport al energiei electrice;
* dispozitive electronice inteligente (IED)- controlere bazate pe microprocesoare utilizate în sistemele energetice pentru monitorizare, protecție, control și automatizare. Sunt cruciale pentru funcționarea fiabilă și eficientă a rețelelor energetice moderne, inclusiv a rețelelor inteligente;
* o unitate de măsurare a fazorilor (PMU - Phasor Measurement Unit) - dispozitiv utilizat în sistemele energetice pentru a măsura și sincroniza în timp fazorii de tensiune și curent (magnitudine și unghi de fază) în diferite puncte ale rețelei electrice. Aceste măsurători, denumite sincrofazori, sunt cruciale pentru monitorizarea și controlul în timp real al rețelei, în special în sistemele de monitorizare pe arie largă (WAMS). PMU-urile oferă o imagine mai cuprinzătoare și mai dinamică a stării rețelei în comparație cu sistemele SCADA tradiționale, permițând o detectare și un răspuns mai rapid la perturbații.

Domeniul energetic este puernic expus amenințărilor cibernetice complexe fiind adesea ținta unor atacuri sponsorizate de state sau de grupări avansate de tip APT (Advanced Persistent Threat), care vizează controlul operațional, manipularea proceselor fizice sau provocarea unor întreruperi de amploare.

Complexitatea arhitecturală a infrastructurii distribuite geografic (centrale, stații de transformare, rețele de distribuție), sisteme legacy cu cicluri de viață de minim 15-25 ani și interconectarea sistemelor critice (generare, transport, distribuție, consum), creează provocări semnificative pentru digitalizare, securitate și interoperabilitate.

* 1. **Standardizare și conformitate: ISO/IEC și IEC – mix de IT și OT**

Standarde generale aplicabile securității cibernetice în organizații (IT) sunt:

* ISO/IEC 27001 – asigură cadrul de guvernanță a sistemului de management al securității informației.
* ISO/IEC 27002 – controale specifice de securitate cibernetică și protecție a datelor pentru întregul sistem organizațional (IT).
* ISO/IEC 27032 – ghid pentru securitatea cibernetică în rețele complexe și distribuția responsabilităților între entități.

Standarde sectoriale specifice OT/ICS/SCADA în sectorul energetic care sunt standarde de interoperabilitate și securitate pentru automatizarea substațiilor, sistemele SCADA și sistemele de management al energiei electrice, reglementând protocoale de comunicație, structurarea datelor și fiabilitatea operațională:

*Tabelul 2*

| **Standard** | **Descriere relevantă pentru SOC sectorial energetic** |
| --- | --- |
| IEC 62351 | Definește măsuri de securitate pentru protecția comunicațiilor în SCADA, EMS și substații electrice, incluzând autentificare, criptare și integritate a datelor pentru protocoale precum IEC 61850, IEC 60870-5 și DNP3. |
| IEC 60870-5-104 | Protocol de comunicație utilizat pe scară largă în SCADA pentru transportul de date în rețelele energetice prin IP. Necesită protecție împotriva spoofingului, replay attacks, sesiuni neautorizate – toate acestea monitorizabile printr-un SOC sectorial. |
| IEC 61850 | Automatizarea stațiilor electrice – necesită protecție a traficului GOOSE/MMS/SV și integrarea cu sisteme de analiză de comportament din SOC. |
| IEC 61968 / 61970 | Modele CIM pentru integrarea aplicațiilor SCADA/EMS/DMS – cu implicații de interoperabilitate și supraveghere cibernetică. |
| IEC 62443 | Framework complet de securitate cibernetică pentru sistemele de automatizare și control industrial (IACS), structurat pe 4 niveluri: Cerințe generale, Politici și proceduri, Cerințe sistem, și Cerințe componente. Pentru SOC sectorial energetic, acest standard oferă:  • Zonare și segmentare - Definește arhitectura de securitate prin zone și conducte pentru izolarea sistemelor critice SCADA/OT de rețelele IT  • Evaluarea riscurilor - Metodologie specifică pentru identificarea vulnerabilităților în infrastructura OT energetică  • Niveluri de securitate (SL 1-4) - Clasificare a sistemelor după criticitate, cu SL3-4 pentru infrastructura critică energetică  • Cerințe tehnice - Specificații pentru hardening sisteme, patch management OT, monitorizare anomalii și răspuns la incidente  • Ciclul de viață securizat - Integrarea securității din faza de design până la decomisionare pentru toate componentele SCADA/DCS  • Monitorizare continuă - Cerințe specifice pentru capacități SOC: detectare intruziuni OT, analiza comportamentală, corelarea evenimentelor între IT și OT |
| DNP3 Secure Authentication | Protocol de comunicație pentru SCADA cu autentificare securizată, utilizat extensiv în America de Nord și adoptat crescând în Europa. Necesită monitorizare SOC pentru detectarea tentativelor de manipulare a comenzilor critice și validarea integrității mesajelor. |
| IEEE 1686 | Standard pentru funcții de securitate în IED-uri (Intelligent Electronic Devices) utilizate în substații - definește jurnalizarea evenimentelor de securitate, controlul accesului și auditarea, toate fiind surse critice de date pentru SOC sectorial. |
| NERC CIP | Deși este un standard nord-american, oferă un model de referință pentru protecția infrastructurii critice energetice cu cerințe specifice pentru monitorizare în timp real, gestionarea incidentelor și raportare - foarte relevant pentru designul unui SOC sectorial. |

SOC-ul sectorial trebuie să integreze capabilități de colectare și analiză a traficului specific OT (inclusiv în formate binare, serializate, real-time), ceea ce nu este în mod nativ acoperit și posibil în cadrul unui SOC național IT-oriented.

* 1. **Funcții și capabilități specifice unui SOC sectorial energetic**

*Tabelul 3*

| **Funcție SOC energetic** | **Descriere** |
| --- | --- |
| Supraveghere continuă medii IT/OT (24/7/365) | Monitorizarea simultană a traficului de date din rețelele IT și mediile industriale OT (inclusiv SCADA) pentru detecția anomaliilor, inclusiv vizibilitate extinsă asupra traficului IEC 62443, IEC 60870-5-104, IEC 61850, Modbus, DNP3, etc |
| Securitate pentru comunicații operaționale | Monitorizare conformă cu IEC 62351: TLS, VPN-uri industriale, autentificare mutuală a nodurilor. |
| Detecție și răspuns la incidente OT | Utilizarea senzorilor și sistemelor IDS/IPS specifice SCADA/ICS (ex. Nozomi, Claroty) pentru identificarea atacurilor asupra automatizărilor din stații electrice, centrale, etc. |
| Simulări și exerciții sectoriale | Organizarea de teste sectoriale de tip „Red Team/Blue Team” pentru evaluarea rezilienței sistemelor energetice (OT și control industrial) la atacuri cibernetice. |
| Threat Intelligence specific sectorului | Colectarea și analiza indicatorilor de compromitere (IoC) și a TTP-urilor (Tactics, Techniques, Procedures) relevante pentru sectorul energetic, în colaborare cu ENTSO-E, E-ISAC și alte rețele internaționale relevante domeniului energetic. |
| Interoperabilitate cu SOC-ul național | Mecanism de escaladare și alertare în timp real către SOC-ul național pentru amenințări cu potențial trans-sectorial. |
| Expertiză tehnică specializată | * Personal cu cunoștințe aprofundate despre:   + Protocoale industriale (IEC 61850, IEC 60870-5-104, etc)   + Sisteme SCADA/EMS/DMS   + Echipamente specifice (RTU, IED, PMU) * Înțelegerea proceselor operaționale energetice * Capacitatea de a distinge între anomalii operaționale și incidente de securitate |
| Monitorizare adaptată domeniului | * Detectarea atacurilor specifice infrastructurii energetice:   + Manipularea parametrilor de funcționare   + Atacuri asupra sincronizării temporale (GPS spoofing)   + Compromiterea sistemelor de protecție și automatizare * Corelarea evenimentelor între nivelurile IT și OT * Analiza comportamentală bazată pe profiluri operaționale normale |
| Timp de răspuns optimizat | * Proceduri de răspuns adaptate criticității sistemelor energetice * Coordonare directă cu dispecerii energetici * Capacitatea de a evalua impactul asupra stabilității rețelei * Decizii rapide privind izolarea/deconectarea sistemelor compromise |
| Gestionarea riscurilor specifice | * Evaluarea amenințărilor asupra:   + Stabilității rețelei electrice   + Siguranței în alimentare   + Integrității datelor de măsurare și facturare * Scenarii de atac specific energetic (ex: manipularea frecvenței, atacuri coordonate asupra mai multor puncte) |

* 1. **Avantaje și beneficii strategice ale unui SOC sectorial energetic**

*Tabelul 4*

| **Domeniu** | **Beneficii specifice** |
| --- | --- |
| Operare continuă și specializată | SOC-ul sectorial va opera cu personal instruit în securitatea SCADA și ICS, având capacitate de analiză contextuală superioară, izolare și detecții timpurii ale amenințărilor, reducând riscul de propagare în lanț către alte sectoare și previnire a întreruperilor de energie prin reacție rapidă la tentative de sabotaj digital asupra sistemelor de control (ex: manipulare set-points, comenzi neautorizate). |
| Reducerea timpului de detecție și răspuns | SOC-ul energetic poate reduce semnificativ MTTR (mean time to respond) în cazul unui atac care afectează sistemele de control al producției/distribuției, de echipe specializate pe specificul energetic, fără dependență de un canal de analiză generalist. |
| Adaptare la reglementări internaționale | Permite implementarea cerințelor specifice din NIS 2, CER Directive (EU 2022/2557) și viitoarele norme ENISA/ENTSOG, etc pentru securitatea infrastructurilor critice energetice. |
| Interoperabilitate cu SOC-ul național (ANSC) | Schimb automatizat de alerte, date și sincronizarea răspunsului în caz de atacuri multiple sau coordonate. |
| Decuplare riscuri sistemice între sectoare | Diminuează riscul ca un incident TIC general să afecteze în lanț sistemele energetice OT critice. |

* 1. **Relația cu SOC-ul național: complementaritate și coordonare**
* Arhitectura SOC-ului sectorial nu este unul concurent, ci complementar, conectat la SOC-ul național printr-un canal securizat și redundant pentru schimb de alerte, indicatori de atac și coordonare în caz de incident de interes național.
* Rol dublu astfel că va acționa ca prim răspuns (prima linie) pentru incidente specifice domeniului energetic și ca centru de escaladare pentru incidente ce depășesc nivelul sectorial (ex. atacuri hibride asupra mai multor sectoare critice).
* Colaborare instituțională prin acorduri de colaborare cu ASC și alte autorități/instituții naționale de profil, astfel ca să fie prevăzută interoperabilitatea proceselor, schimbului de date, rularea exercițiilor comune și utilizarea acelorași metodologii de clasificare a incidentelor.
  1. **Exemplificare – incidente reale relevante**
* Ucraina (2015-2016) – atacuri asupra rețelelor SCADA care au cauzat întreruperi de energie în regiuni întregi prin exploatarea lipsei de segmentare între IT și OT.
* Colonial Pipeline (SUA, 2021) – incident de ransomware care a afectat capacitatea de distribuție a combustibilului pe Coasta de Est.
* Dragonfly / Energetic Bear (APT) – grupuri avansate ce vizează operatori de infrastructură critică energetică, utilizând spear-phishing și backdoors pe echipamente OT.

Toate aceste atacuri au avut în comun lipsa unui mecanism de detecție precoce specific rețelelor industriale și a unei infrastructuri de SOC dedicat.

* 1. **Exemple de bună practică internațională**
* Italia – SOC Terna: operatorul național de transport al energiei electrice deține un SOC propriu integrat cu rețelele SCADA și sistemele OT, colaborând cu CERT-EN și ENISA.
* Franța – EDF CyberSOC: un SOC dedicat rețelelor energetice care lucrează în paralel cu ANSSI (autoritatea națională), oferind protecție la nivel de OT și centrale nucleare.
* Germania – BSI și sectorul Energiei: standardele IT-SiG 2.0 și reglementările KRITIS impun fiecărui operator de infrastructură critică energetică să dețină propriile capabilități de SOC, integrate în rețeaua națională de răspuns cibernetic.
  1. **Dimensionarea echipei – resurse umane specializate**

Structurarea personalului specializat urmează modelul de SOC pe 3 niveluri (L1-L2-L3), cu funcționalități de analiza avansată a amenințărilor (threat hunting), detectarea și răspunsul la incidente (incident management), schimbul de informații despre amenințări (threat intel sharing) și guvernanț proceselor de securitate.

*Tabelul 5*

| **Nr.** | **Funcție** | **Nr. posturi** | **Rol principal** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | **Manager SOC / CISO sectorial** | 1 | Coordonare, strategie, interfață cu CERT, autorități, operatori |
| 2 | **SOC Analyst – Nivel 1 (monitorizare)** | 4 (3 ture + backup) | Supraveghere alerte 24/7, triere inițială incidente |
| 3 | **SOC Analyst – Nivel 2 (investigație)** | 2 | Analiză detaliată incidente, threat correlation (corelarea amenințărilor) |
| 4 | **SOC engineer / architect** | 2 | Integrare loguri, SIEM tuning, integrare OT security (securitatea tehnologiei operaționale) |
| 5 | **Threat hunter / intelligence specialist** | 1 | Analiză proactivă, indicatori de compromitere, feed-uri CTI |
| 6 | **Incident response specialist (CSIRT)** | 2 | Gestionare răspuns, forensic, playbooks, comunicare cu operatorii |
| 7 | **OT Cybersecurity analyst** | 2 | Analiză fluxuri industriale, comportamente anormale în ICS/SCADA |
| 8 | **Security compliance officer** | 1 | Audit, politici, ISO/IEC, raportare, NIS2 alignment |
|  | **Total personal** | **15** | Structură rotativă și specializată |

Instituirea unui SOC sectorial pentru domeniul energetic este o măsură necesară, justificabilă și urgentă în contextul transformărilor digitale, al interdependenței mediilor IT/OT și al escaladării riscurilor cibernetice la adresa infrastructurilor critice. Acesta va acționa ca barieră proactivă și mecanism de reziliență operațională, în deplină coordonare cu structurile naționale, contribuind la securitatea energetică a Republicii Moldova.

1. **OS 2.2.** Până la sfârșitul anului 2027, toți operatorii de infrastructură critică energetică vor fi certificați conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor NIS2

**Rațiune de intervenție**: Majoritatea absolută a operatorilor energetici din Moldova nu dețin în prezent certificare ISO 27001, deși gestionează obiective de infrastructură critică națională. Lipsa standardelor și reglementărilor de securitate uniforme creează vulnerabilități sistemice care pot fi exploatate în cascadă. Certificarea obligatorie va asigura un nivel minim de securitate pentru toți operatorii, conform cerințelor UE, și va permite interconectarea securizată cu sistemele europene. Costul estimat al unui atac cibernetic major este de până la 500 mil. MDL, față de circa 50 mil. MDL pentru implementarea standardelor de securitate. Certificarea va garanta un nivel uniform de securitate în tot sectorul.

Certificarea și conformarea operatorilor din sectorul energetic al Republicii Moldova la standardele de securitate cibernetică internaționale, protecția infrastructurii critice și interoperabilitate OT/IT presupune o investiție semnificativă, etapizată și diferențiată în funcție de:

* tipul de operator (producere / transport / distribuție / furnizare),
* dimensiunea infrastructurii (număr de substații, centre de control, noduri SCADA), precum și numărul de active IT și/sau OT,
* gradul de digitalizare existent,
* cerințele de audit, instruire, mentenanță și certificare formală de către organisme acreditate.
  1. **Categoriile de standarde și conformitate**

*Tabelul 6*

| **Tip standard** | **Aplicabilitate** | **Obligatoriu / Recomandat** |
| --- | --- | --- |
| **IEC 62443** (serie) | OT security ICS/SCADA | Esențial, NIS2 relevant |
| **IEC 62351** | Protecția comunicațiilor din rețele energetice | Relevanță SCADA/telecontrol |
| **IEC 60870-5-101/104** | Protocol SCADA | Standard tehnic obligatoriu |
| **IEC 61850** | Substații electrice digitale | Relevanță mare la Moldelectrica |
| **DNP3 (secure)** | Protocol interoperabilitate | Relevanță limitată local, dar util |
| **ISO/IEC 27001** | Securitatea informației – ISMS | Esențial (certificare formală) |
| **ISO/IEC 27002/27011/27032/27035** | Ghiduri aplicative pentru telecom, OT, cyber | Necesare pentru control intern |
| **ISO 22301** | Continuitate operațională | Obligatoriu pentru CI (infrastructură critică) |
| **ENISA Guidelines** | Securitate cibernetică pentru sectorul energetic | Recomandat |
| **NIS/NIS2 (EU Directive)** | Obligativitate de conformitate pentru Operatori de servicii esențiale | Implementare în vigoare în RM din 01.01.2025 / LP 48/2023 |

* 1. **Estimare activități minime obligatorii pentru certificare și conformitate**

Estimarea de mai jos se referă la un operator energetic mediu (ex. de distribuție sau de transport), cu personal de 100–500 angajați, 5–15 noduri OT (stații SCADA, substații), 1-2 centre de dispecerizare.

*Tabelul 7*

| **Standard** | **Tip activitate** | **Observații** |
| --- | --- | --- |
| **ISO/IEC 27001** | Audit + Certificare | Include etapa I + II, valabil 3 ani |
| **ISO/IEC 22301** | Certificare continuitate | Poate fi integrat cu ISMS |
| **IEC 62443-2-1** | Audit program securitate ICS | Include analiza activelor OT |
| **IEC 62351 / 61850 / 60870** | Validare implementare protocoale | Nu este certificare formală, ci atestare conformitate prin testare laborator |
| **ISO/IEC 27035** | Incident response readiness | Documentație, simulare, audit |
| **ISO/IEC 27032 (cybersecurity guidance)** | Integrare în ISMS | Relevanță pentru guvernanță |
| **NIS2 readiness audit** | Gap analysis + raportare | Necesită documente, active, controale |
| **ENISA implementation guidance** | Consultanță conformitate | Opțional dar recomandat |

* 1. **Servicii auxiliare pentru conformitate**

*Tabelul 8*

| **Tip activitate** | **Detalii** |
| --- | --- |
| Elaborare politici & proceduri ISMS / BCMS | Minim 20-25 documente conforme |
| Clasificare active OT/IT și matrice de risc | Mapare detaliată per business process |
| Training personal tehnic și non-tehnic | Conștientizare + cursuri certificate |
| Implementare SIEM, IAM, audit trail tools | Cerință 27001 + NIS2 |
| Integrare patch management & hardening | Platforme + testare |
| Audit intern pre-certificare | Preferabil de la alt furnizor |

* 1. **Considerații și caracteristici suplimentare**
* Certificarea trebuie reactualizată la fiecare 3 ani (recertificare ISO), iar auditul anual este necesar pentru menținerea statutului(supraveghere).
* Seria standardelor IEC 62443 nu presupune certificare formală completă pentru operatori, ci conformitate la nivel de componente și program de securitate – pot fi certificate părți (ex. sistem, integrator).
* NIS2 implică costuri suplimentare pentru raportare, CSIRT intern sau legături cu SOC sectorial, jurnalizare, revizuirea ciclului de viață al riscurilor.
* Standardele IEC 62443, IEC 62351, IEC 61850, IEC 60870‑5‑101/104 și DNP3 nu au certificări obligatorii pentru operatori, dar necesită audit tehnic și conformitate.

1. **OS 2.3.** Până la sfârșitul anului 2028, timpul de recuperare după incidente cibernetice majore va fi redus la maximum 4 ore pentru serviciile critice

**Rațiune de intervenție**: Incidentele cibernetice actuale pot paraliza sistemul energetic pentru 48-168 ore, cu costuri economice de milioane MDL pe zi și impact social major. Dezvoltarea capacităților de reziliență prin modernizarea securității cibernetice ale infrastructurilor IT și OT, prin implementarea componentelor hardware redundante pentru înaltă disponibilitate (high availability), implementarea soluțiilor software de securitate (SIEM, DLP, antivirus EDR/XDR, etc), planuri testate a măsurilor de continuitate și exerciții regulate va asigura că serviciile critice pot fi restaurate în maximum 4 ore. Această capacitate este esențială pentru menținerea încrederii publice și a stabilității economice, precum și pentru alinierea la standardele EU de reziliență a infrastructurii critice. Reziliența operațională va fi asigurată prin sisteme redundante și planuri testate de continuitate.

Pe parcursul anului 2024, UNDP Moldova a contractat la solicitarea Ministerului Energiei - un prestator autorizat din EU cu experiență specifică pentru desfășurarea auditului aprofundat de securitate cibernetică inclusiv cu desfășurarea testelor de penetrare, întocmirea recomandărilor, precum și prezentarea soluțiilor pentru îmbunătățirea securității cibernetice la fiecare dintre cei 7 operatori de stat.

Urmare rezultatelor auditului de securitate cibernetică, se preconizează modernizarea pentru fiecare dintre cele 7 entități de stat, prin achiziția și implementarea soluțiilor de tip antivirus, SIEM, DLP - toate licențiate și cu subscripție și suport de la vendori pentru 36 luni (3 ani integral), inclusiv servicii de instalare/configurare (fine tuning)/punere în funcțiune și transfer de cunoștințe. De asemenea, este prevăzută achiziția componentelor hardware critice necesare (core switches, firewall-uri, servere și sisteme de stocare, subscripție și suport de la vendori pentru 36 luni (3 ani integral), servicii de instalare/configurare (fine tuning)/punere în funcțiune și transfer de cunoștințe pe care să ruleze soluțiile licențiate (antivirus XDR/EDR, SIEM, DLP) în regim de înaltă disponibilitate - high availability.

Operatorii de rețea privați vor urma să includă în planurile sale de investiții resursele financiare aferente modernizării securității cibernetice ale infrastructurilor IT și OT, prin implementarea componentelor hardware redundante pentru înaltă disponibilitate (high availability), implementarea soluțiilor software de securitate (SIEM, DLP, antivirus EDR/XDR, etc), care trebuie să fie aprobate de ANRE. Costurile cumulative pentru aceste necesități de modernizare ale operatorilor privați, în lipsa rezultatelor de audit a securității, nu pot fi estimate la aceasta etapă de elaborare a Programului; fiecare entitate energetică de drept privat va avea obligația de a contracta servicii de audit a securității pentru identificarea și justificarea necesităților pentru a desfășura modernizarea securității cibernetice aprofundată.

*Tabelul 9*

| **Nr.** | **Indicator de rezultat** | **Valoarea de referință 2025** | **Valoarea țintă 2026** | **Valoarea țintă 2027** | **Valoarea țintă 2028** | **Valoarea țintă 2030** | **Furnizor de date** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Obiectivul specific 2.1: Înființarea și operaționalizarea Centrului Sectorial de Securitate Cibernetică în Energie (CSSCE)** | | | | | | | |
| 2.1.1 | CSSCE înființat și funcțional | Nu | Parțial (50%) | Da (100%) | Da (100%) | Da (100%) | Ministerul Energiei |
| 2.1.2 | Personal specializat angajat (#) | 0 | 8 | 15 | 15 | 15 | CSSCE |
| 2.1.3 | Infrastructură critică monitorizată 24/7 (%) | 0% | 40% | 80% | 100% | 100% | CSSCE |
| 2.1.4 | Sisteme integrate în SOC sectorial (#) | 0 | 3 | 10 | 20 | 30 | CSSCE |
| 2.1.5 | Timp mediu detecție incidente (ore) | 72+ | 24 | 4 | <1 | <1 | CSSCE |
| 2.1.6 | Incidente procesate lunar (#) | N/A | 50 | 150 | 200 | 250 | CSSCE |
| **Obiectivul specific 2.2: Certificarea operatorilor conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor NIS2** | | | | | | | |
| 2.2.1 | Operatori de stat cu gap analysis finalizat (#) | 0 | 7 | 7 | 7 | 7 | ANRE/Ministerul Energiei |
| 2.2.2 | Operatori de stat certificați ISO 27001 (#) | 0 | 0 | 7 | 7 | 7 | Organisme certificare |
| 2.2.3 | Conformitate NIS2 operatori de stat (%) | 0% | 30% | 85% | 100% | 100% | ANSC/ANRE |
| 2.2.4 | Personal instruit în securitate cibernetică (#) | 50 | 150 | 300 | 400 | 500 | Operatori |
| 2.2.5 | Proceduri de securitate implementate (#) | 10 | 100 | 175 | 200 | 220 | Operatori/ANRE |
| 2.2.6 | Audituri de supraveghere efectuate (#) | 0 | 0 | 0 | 7 | 14 | Organisme certificare |
| **Obiectivul specific 2.3: Reducerea timpului de recuperare după incidente cibernetice la 4 ore** | | | | | | | |
| 2.3.1 | Operatori cu soluții EDR/XDR implementate (#) | 0 | 4 | 7 | 7 | 7 | Operatori/CSSCE |
| 2.3.2 | Operatori cu SIEM operațional (#) | 1 | 4 | 7 | 7 | 7 | Operatori/CSSCE |
| 2.3.3 | Infrastructură HA implementată (%) | 20% | 50% | 100% | 100% | 100% | Operatori |
| 2.3.4 | Timp mediu recuperare servicii critice (ore) | 48 | 24 | 8 | 4 | 4 | CSSCE/Operatori |
| 2.3.5 | Sisteme cu backup securizat și testat (%) | 30% | 60% | 90% | 100% | 100% | Operatori |
| 2.3.6 | Exerciții de recuperare efectuate/an (#) | 0 | 2 | 8 | 12 | 12 | CSSCE/ANRE |

## Secțiunea 4.3. Obiective specifice pentru tranziția energetică (OG 3)

1. **OS 3.1.** Până la sfârșitul anului 2030, capacitatea de integrare a surselor regenerabile va crește la 600 MW prin implementarea sistemelor digitale de predicție și balansare

**Rațiune de intervenție**: Moldova are potențial tehnic pentru peste 1,000 MW de surse regenerabile, dar poate integra stabil doar 150 MW cu sistemele actuale din cauza lipsei capacității de predicție și echilibrare a variabilității producției. Sistemele digitale bazate pe AI pentru predicția producției eoliene și solare, cuplate cu capacități de stocare și răspuns la cerere, vor permite integrarea a 600 MW fără a compromite stabilitatea rețelei. Fără aceste sisteme digitale, Moldova nu poate atinge ținta de 30% energie regenerabilă și va rata oportunitatea economică de 2 miliarde MDL investiții în energia verde. Sistemele digitale vor permite gestionarea eficientă a variabilității producției din surse regenerabile.

* 1. **Sistem de prognoză meteo avansată cu AI (inteligență artificială)**

Platforma de prognoză meteo bazată pe AI reprezintă fundamentul integrării surselor regenerabile, utilizând algoritmi de învățare automată și date geospațiale pentru a prezice cu acuratețe >95% producția eoliană și solară. Sistemul procesează volume masive de date meteorologice, istorice de producție și imagini satelitare pentru a genera prognoze de la 15 minute până la 7 zile, permițând operatorilor să anticipeze și să compenseze variabilitatea producției regenerabile. Funcționalitățile principale sunt:

* predicție multi-orizont și multi-sursă prin generarea de prognoze pe termen foarte scurt (0-6 ore), scurt (6-48 ore) și mediu (2-7 zile), integrând date de la stații meteo locale, sateliți meteorologici, modele numerice de prognoză și istoricul de producție pentru fiecare parc regenerabil;
* învățare continuă și auto-calibrare cu ajutorul algoritmilor AI - se antrenează continuu pe baza datelor reale de producție, ajustându-și modelele pentru condițiile specifice ale fiecărei locații și îmbunătățind constant acuratețea prognozelor de la 70% la >95%;
* integrare cu dispecerizarea națională astfel că prognozele sunt transmise automat către Moldelectrica și integrate în procesul de planificare a producției, permițând optimizarea portofoliului de generare și reducerea dezechilibrelor cu 40%;
* analiză de incertitudine și scenarii prin generarea nu doar a prognozelor punctuale, ci și a intervalelor de încredere și scenarilor probabilistice, permițând operatorilor să planifice rezerve adecvate și să gestioneze riscurile.
  1. **Centrală electrică virtuală (VPP - Virtual Power Plant) -**

Platforma VPP agregă și optimizează peste 300 de surse distribuite de energie (prosumatori, parcuri solare mici, turbine eoliene, sisteme de stocare) într-o singură entitate virtuală controlabilă unitar. Sistemul transformă resursele energetice fragmentate într-o centrală electrică flexibilă și fiabilă, capabilă să participe pe piețele de energie și să ofere servicii de sistem. Funcționalitățile principale ale unei VPP sunt:

* agregare și monitorizare în timp real prin colectarea date de la toate sursele conectate, monitorizare starea și disponibilitatea fiecărei resurse și calcularea capacității agregate disponibilă pentru diferite servicii (energie, rezerve, reglaj);
* optimizare economică distribuită prin algoritmi de optimizare care maximizează veniturile participanților prin dispecerizarea inteligentă a resurselor în funcție de prețurile pieței, costurile marginale și constrângerile tehnice ale fiecărei surse;
* participare pe piețe multiple care va permite participarea simultană pe piața spot, piața de echilibrare și piața de servicii de sistem, gestionând automat ofertele și executarea tranzacțiilor pentru întregul portofoliu agregat;
* interfață prosumatori și management contracte care va oferi un portal dedicat pentru prosumatori cu vizualizare producție/venituri, gestionare a contractelor de agregare și distribuie automat veniturile conform algoritmilor agreați.
  1. **Sisteme SCADA dedicate parcurilor de regenerabile**

SCADA specializat pentru surse regenerabile extinde capacitățile SCADA tradițional cu funcționalități specifice pentru monitorizarea și controlul parcurilor eoliene și solare. Sistemul integrează date de la mii de panouri fotovoltaice, invertoare, turbine eoliene și stații meteo locale, oferind control granular și optimizare a producției. Funcționalitățile principale sunt:

* monitorizarea pe componentă individuală, care permite supravegherea fiecui panou solar, invertor sau turbină eoliană prin parametri specifici (iradiere, temperatură module, viteză vânt, unghi pale), detectând automat defecțiuni și degradări de performanță;
* controlul activ al puterii, prin implementarea comenzilor de limitare a puterii active/reactive conform cerințelor operatorului de sistem, cu participarea la reglajul primar de frecvență și furnizarea serviciilor de suport tensiune;
* integrarea cu sistemul național de regenerabile, conectat direct la dispecerul național prin protocoale securizate IEC 60870-5-104/IEC 61850, asigurând un timp de răspuns <1 secundă la comenzi și conformitate completă cu codul de rețea;
* analiză performanței și optimizarea producției, prin calculul indicatorilor de performanță (PR), gfactorului de utilizare a capacității (CUF) și disponibilitate, identificarea pattern-uri de subperformanță, recomandarea acțiunilor de mentenanță și optimizarea setărilor pentru maximizarea producției.
  1. **Sistem de management al energiei (EMS) avansat**

EMS de nouă generație pentru operatorul de sistem integrează capacități avansate de optimizare multi-obiectiv, învățare automată (machine learning) și procesare în timp real, pentru gestionarea unui sistem energetic cu penetrare mare a surselor regenerabile. Platforma orchestrează toate resursele de generare, consumul flexibil și stocarea pentru menținerea echilibrului și minimizarea costurilor. Funcționalități principale ale unui EMS sunt:

* optimizarea stochastică multi-obiectiv - optimizează simultan costurile de producție, emisiile CO2, utilizarea SER și stabilitatea sistemului, considerând incertitudinea prognozelor și constrângerile de rețea, prin algoritmi avansați de optimizare stochastică;
* Angajamentul unității cu surse variabile care planifică pornirea/oprirea unităților termice considerând variabilitatea SER, costurile de pornire, rampele tehnice și necesarul de rezerve, reducând costurile de echilibrare cu 30%,
* Analiză de securitate dinamică care evaluează continuu stabilitatea sistemului prin simulări N-1/N-2, calculează marjele de stabilitate dinamică și identifică acțiuni preventive pentru menținerea securității operaționale în condiții de penetrare mare a SER,
* Integrare cu piețe regionale prin optimizarea schimburilor transfrontaliere considerând capacitățile disponibile, prețurile pe piețele vecine și prognozele de producție SER, maximizând beneficiile integrării regionale.

1. **OS 3.2.** Până la sfârșitul anului 2030, consumul de energie în orele de vârf va fi redus cu minimum 20% prin platforme digitale de management al cererii accesibile tuturor categoriilor de consumatori

**Rațiune de intervenție**: Vârfurile de consum necesită menținerea unei capacități de rezervă costisitoare de 300 MW utilizată doar 5% din timp, generând costuri de peste 200 mil. MDL anual. Platformele digitale de răspuns la cerere permit consumatorilor să-și moduleze consumul în schimbul unor tarife avantajoase, reducând necesarul de investiții în capacități noi cu 1 miliard MDL. Experiența UE arată că 20% reducere a vârfurilor este realizabilă cu participarea a doar 30% din consumatori. Fără aceste platforme, costurile sistemului vor continua să crească, afectând în special consumatorii vulnerabili. Reducerea vârfurilor de consum va diminua necesitatea investițiilor în capacități suplimentare și va reduce costurile pentru consumatori.

* 1. **Sistem de gestionare a răspunsului la cerere (DRMS -** Demand Response Management System**)**

DRMS reprezintă platforma digitală centrală pentru gestionarea programelor de flexibilitate a consumului, conectând peste 100,000 de consumatori cu operatorul de sistem și furnizorii. Sistemul automatizează întregul ciclu de răspuns la cerere, de la înrolarea participanților și planificarea evenimentelor până la calculul și decontarea compensațiilor. Funcționalități principale ale unui DRMS sunt:

* gestionarea portofoliului și segmentarea care menține baza de date completă a participanților DR, segmentează consumatorii pe categorii (rezidențial, comercial, industrial), profiluri de flexibilitate și tehnologii disponibile (HVAC, procese industriale, EV);
* dispecerizarea automată a evenimentelor DR prin prognozarea necesarului de reducere a consumului, selectănd optimal participanții pentru fiecare eveniment, transmițând notificări automate multi-canal și monitorizând în timp real reducerea efectivă realizată;
* Verificare și decontări automatizate prin calcularea consumului de referință (baseline) pentru fiecare participant folosind metodologii aprobate, determină reducerea efectivă calculează compensațiile contractuale și generează rapoarte de audit;
* Portal dedicat participanților care permite vizualizarea performanței, istoricului evenimentelor, compensațiilor acumulate și elementelor de tip gamification (scoruri, badge-uri, clasamente) care pot crește implicarea cu peste 40%.
  1. **Sistem de tarife dinamice în timp real**

Platforma de tarifare dinamică calculează și comunică prețuri diferențiate temporal bazate pe costurile reale ale sistemului, stimulând consumul în perioadele cu producție regenerabilă abundentă și descurajând consumul în orele de vârf. Sistemul se integrează complet cu infrastructura de contorizare inteligentă și platformele de facturare. Funcționalități principale sunt:

* calculul tarifelor bazat pe costuri marginale ce preia date de la piața spot, costurile de congestie, necesarul de rezerve și prognozele SER pentru a calcula tarife dinamice orare/15 minute, reflectând costul real al energiei în timp real;
* comunicare în timp real cu consumatorii, astfel încât tarifele sunt transmise automat către contoarele inteligente, aplicațiile mobile și display-urile dedicate din locuință, permițând consumatorilor să ia decizii în funcție de preț;
* programe tarifare personalizate care suportă multiple tipuri de tarifare dinamice (TOU, CPP, RTP, PTR) adaptate diferitelor segmente de consumatori și permite alegerea programul tarifar optim;
* analiza impactului și optimizarea schemelor prin monitorizarea continuu a elasticității cererii, impactului asupra vârfurilor de sarcină și satisfacției consumatorilor, ajustând parametrii tarifari pentru maximizarea beneficiilor pentru sistem și consumatori.
  1. **Aplicații mobile pentru consumatori**

Ecosistemul de aplicații mobile transformă consumatorii din participanți pasivi în actori activi ai tranziției energetice. Aplicațiile oferă vizibilitate completă asupra consumului, recomandări personalizate și de tip gamification pentru reducerea consumului, țintind 200,000 utilizatori activi până în 2030. Funcționalități principale:

* Dashboard personalizat de consum care afișează consumul în timp real, istoric detaliat, comparații cu perioade anterioare și benchmarking anonim cu consumatori similari, folosind vizualizări intuitive și alerte push pentru anomalii;
* recomandări AI și coaching energetic prin utilizarea algoritmilor de machine learning care analizează pattern-urile de consum, identifică oportunități de economisire și oferă recomandări personalizate pentru reducerea consumului cu 10-15%;
* control smart home integrat prin aplicații care se conectează cu dispozitive IoT (termostate, prize inteligente, încărcătoare EV) permițând programarea automată a consumului în funcție de tarifele dinamice și participarea facilă la evenimente DR;
* Recompense și programe de loialitate prin implementarea sistemului de recompense care oferă puncte pentru economii realizate, participare la DR, recomandări prieteni, punctele fiind convertibile în reduceri pe factură, produse eco sau donații către cauze sociale.
  1. **Platforme ale agregatorilor de flexibilitate**

Agregatorii de flexibilitate operează platforme digitale avansate care agregă capacitatea de răspuns la cerere a a mii de consumatori mici și mijlocii, transformând-o în resurse dispecerizabile de minimum 50 MW. Platformele permit participarea consumatorilor mici pe piețele de servicii de sistem, anterior accesibile doar marilor consumatori. Funcționalitățile principale subt:

* agregare multi-tehnologie și multi-locație prin platforma de concentrare a diverse tehnologii (HVAC, boilere, pompe, EV, baterii) de la multiple locații într-un portofoliu unitar, calculând în timp real capacitatea disponibilă pentru diferite servicii;
* optimizare a portofoliului și trading algoritmic, prin algoritmi avansați care optimizează participarea pe multiple piețe (piața pentru ziua următoare, intrazilnică, piața de echilibrare, servicii auxiliare), maximizează veniturile considerând costurile de activare și gestionează automat riscurile portofoliului;
* interfețe standardizate B2B care oferă API-uri standardizate pentru integrare cu OST/OSD, protocoale de comunicare securizate și capacitate de răspuns la comenzi în mai puțin de 30 secunde conform cerințelor tehnice;
* decontare și distribuirea veniturilor prin calculul automat al contribuției fiecărui participant la serviciile furnizate, distribuția transparentă a veniturilor conform algoritmilor agreați și generarea facturilor și rapoartelor detaliate.

1. **OS 3.3.** Până la sfârșitul anului 2029, vor fi operaționalizate sisteme digitale pentru gestionarea a minimum 50 MW capacitate de stocare a energiei

**Rațiune de intervenție**: Integrarea masivă a surselor regenerabile variabile creează dezechilibre orare de până la 150 MW, care pot destabiliza rețeaua. Sistemele de stocare sunt esențiale pentru echilibrarea producției și consumului, dar necesită management digital avansat pentru optimizarea ciclurilor de încărcare/descărcare. Capacitatea de 50 MW stocare gestionată digital va permite integrarea completă a celor 600 MW din surse regenerabile și va reduce dependența de importuri cu 15%. Fără stocare inteligentă, tranziția energetică va fi limitată și costisitoare. Stocarea inteligentă va echilibra cererea și oferta, reducând dependența de import.

* 1. **Sistem de gestionare a bateriilor (BMS) centralizat**

BMS centralizat monitorizează și controlează peste 20 de locații de stocare distribuite, agregând capacitatea într-o resursă unitară de 50 MW. Sistemul extinde funcționalitățile BMS locale cu capacități de optimizare la nivel de flotă, maximizând durata de viață și performanța întregului portofoliu de baterii. Funcționalitățile principale sunt:

* monitorizare granulară multi-site prin colectare de date de la mii de celule/module (tensiune, curent, temperatură, SoC, SoH) din toate locațiile, detectează anomalii și prezice defecțiuni cu algoritmi de machine learning;
* optimizarea ciclurilor de încărcare/descărcare la nivel de flotă, prin distribuirea optimă a sarcinilor între locații, considerând SoH individual, temperatura ambientală, costurile de degradare, maximizând durata de viață agregată cu 20%,;balansare activă și management termic, prin controlul sistemelor locale pentru echilibrarea celulelor, optimizarea regimurilor termice și implementarea de strategii de încărcare adaptivă pentru minimizarea degradării;
* integrare cu piețele și dispecerul național, platforma calculând capacitatea disponibilă pentru diferite servicii, considerând starea bateriilor, executând automat comenzile de dispecerizare și raportând în timp real disponibilitatea agregată.
  1. **Platformă de gestionare a stocării energiei**

Platforma de management a stocării optimizează operarea comercială a flotei de baterii pe multiple piețe și servicii. Sistemul utilizează algoritmi AI pentru a prezice prețurile, a identifica oportunitățile de arbitraj și a maximiza veniturile din participarea pe piețele de energie și servicii de sistem, generând peste 50 mil. MDL/an. Funcționalitățile principale sunt:

* optimizare multi-piață cu AI, astfel încât platforma optimizează simultan participarea pe piața spot, servicii de echilibrare, rezerve și servicii de sistem, folosind reinforcement learning pentru adaptarea continuă la dinamica piețelor;
* prognoză integrată preț-cerere, prin integrarea prognozelor de preț, cerere sistemică, producție din SER și congestii rețea, pentru a identifica ferestrele optime de încărcare/descărcare cu randament maxim;
* execuție automată a tranzacțiilor, prin plasarea automată a ofertelor pe piețe conform strategiei optimizate, monitorizarea execuției, ajustarea poziției în timp real și gestionarea decontărilor cu operatorii de piață;
* Risk management și strategii de hedging, prin evaluarea continuu a riscurilor (preț, volum, tehnologic), implementarea de măsuri de acoperire (hedging) și menținerea expunerii în limite predefinite pentru asigurarea profitabilității stabile.
  1. **Sistem de prognoză și optimizare a stocării**

Platforma este specializată în prognoza variabilelor critice pentru operarea optimă a sistemelor de stocare, integrând date de piață, meteorologice și tehnice. Sistemul generează strategii optime de tranzacționare, care maximizează profitul respectând constrângerile tehnice și asigurând un ROI sub 5 ani. Funcționalitățile principale sunt:

* prognoză multivariantă integrată, prin estimarea simultană a prețurilor de pe piața spot și de echilibrare, a necesarului de rezerve, a producției din SER locale și a congestiilor de rețea. folosind ensemble models pentru acuratețe maximă;
* optimizare stochastică robustă, prin algoritmi de optimizare stochastică care generează strategii de operare robuste la incertitudini, maximizând profitul așteptat considerând multiple scenarii și menținând fezabilitatea tehnică;
* Backtesting și validare a strategiilor, cu testarea acestora pe date istorice, calculul metrici de performanță (Sharpe ratio, maximum drawdown) și validarea robusteței înainte de implementare;
* învățare continuă din operare, prin compararea continuă a prognozelor cu valorile realizate, identificarea tiparelor de eroare, ajustarea modelelor și îmbunătățirea constantă a acurateței prognozelor și calității deciziilor.
  1. **Platformă de agregare a stocării distribuite**

Platforma agregă capacitatea bateriilor rezidențiale și comerciale mici (baterii casnice, vehicule electrice) într-o baterie virtuală de 10-15 MW, democratizând accesul la beneficiile stocării. Sistemul permite proprietarilor de baterii mici să participe pe piețele de servicii și să-și monetizeze investiția. Funcționalitățile principale sunt:

* Onboarding și management dispozitive, cu suport pentru multiple tipuri de baterii și protocoale de comunicare, automatizarea procesului de înrolare, verificarea capabilităților tehnice și menținerea unui registru actualizat al resurselor;
* optimizare distribuită edge-cloud, prin algoritmi distribuiți care rulează parțial pe dispozitive locale și parțial în cloud, optimizând utilizarea bateriilor în funcție de nevoile locale și oportunitățile de piață;
* coordonare cu OSD și gestionarea congestiilor locale, prin colaborarea cu operatorul de distribuție pentru evitarea suprasarcinilor rețelei, participarea la piețele locale de flexibilitate și contribuția la stabilitatea rețelei de distribuție;
* portal pentru proprietari și transparență locală, cu vizualizarea utilizării bateriei, a veniturilor generate, a impactului de CO2 evitat și controlul asupra limitelor de utilizare pentru protejarea investiției.

*Tabelul 10*

| **Nr.** | **Indicator de rezultat** | **Valoarea de referință 2025** | **Valoarea țintă 2027** | **Valoarea țintă 2029** | **Valoarea țintă 2030** | **Furnizor de date** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Obiectivul specific 3.1: Creșterea capacității de integrare a surselor regenerabile la 600 MW** | | | | | | |
| 3.1.1 | Capacitate SER integrată digital (MW) | 150 | 250 | 450 | 600 | Moldelectrica |
| 3.1.2 | Sistem prognoză meteo AI operațional | Nu | Parțial (60%) | Da (100%) | Da (100%) | Moldelectrica/ME |
| 3.1.3 | Acuratețe prognoze producție SER (%) | 70% | 85% | 92% | >95% | Operatori SER/ Moldelectrica |
| 3.1.4 | Virtual Power Plant funcțional (surse agregate #) | 0 | 50 | 200 | 300+ | Moldelectrica |
| 3.1.5 | Parcuri SER cu SCADA integrat (#) | 5 | 15 | 35 | 50 | ANRE/Operatori |
| 3.1.6 | Reducere dezechilibre sistem (%) | 0 | -20% | -35% | -40% | Moldelectrica |
| **Obiectivul specific 3.2: Reducerea consumului de vârf cu 20% prin platforme digitale** | | | | | | |
| 3.2.1 | DRMS operațional și integrat | Nu | Da (pilot) | Da (100%) | Da (100%) | Ministerul Energiei |
| 3.2.2 | Consumatori în programe DR (#) | 0 | 20,000 | 70,000 | 100,000+ | Operatori/ANRE |
| 3.2.3 | Reducere consum ore de vârf (MW) | 0 | 30 | 100 | 150 | Moldelectrica |
| 3.2.4 | Consumatori cu tarife dinamice (#) | 0 | 50,000 | 200,000 | 400,000 | Operatori distribuție |
| 3.2.5 | Utilizatori activi aplicații mobile (#) | 0 | 20,000 | 100,000 | 200,000 | Operatori/ANRE |
| 3.2.6 | Flexibilitate agregată disponibilă (MW) | 0 | 10 | 35 | 50+ | Agregatori/ANRE |
| **Obiectivul specific 3.3: Operaționalizarea sistemelor digitale pentru 50 MW stocare** | | | | | | |
| 3.3.1 | BMS centralizat implementat | Nu | Parțial (30%) | Da (100%) | Da (100%) | Operatori stocare |
| 3.3.2 | Capacitate stocare gestionată digital (MW) | 0 | 5 | 50 | 50+ | ANRE/Moldelectrica |
| 3.3.3 | Locații stocare monitorizate (#) | 0 | 3 | 20+ | 25+ | Operatori stocare |
| 3.3.4 | Eficiență ciclu încărcare-descărcare (%) | N/A | 85% | >90% | >92% | Operatori stocare |
| 3.3.5 | Virtual battery operațională (MW) | 0 | 0 | 10 | 15+ | Agregatori |
| 3.3.6 | Venituri din servicii de sistem (mil. MDL/an) | 0 | 5 | 35 | 50+ | Operatori stocare |

## Secțiunea 4.4. Integrarea principiilor transversale

1. Toate obiectivele specifice integrează principiul „Nimeni să nu fie lăsat în urmă" (LNOB) și egalitatea de gen prin următorii indicatori transversali de incluziune:

*Tabelul 11*

| **Nr.** | **Indicator transversal** | **Valoarea de referință 2025** | **Valoarea țintă 2028** | **Valoarea țintă 2030** | **Furnizor de date** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| T.1 | Femei în poziții tehnice digitale energie (%) | 20% | 35% | 40% | Operatori / ANRE |
| T.2 | Personal format - reprezentare feminină (%) | 25% | 40% | 45% | Instituții formare |
| T.3 | Gospodării rurale cu acces la servicii digitale (%) | 15% | 40% | 60% | ANRE / Operatori |
| T.4 | Persoane cu dizabilități deservite digital (%) | 10% | 40% | 60% | ANRE |
| T.5 | Servicii multilingve disponibile (limbi) | 1 | 3 | 4 | Operatori |

# **CAPITOLUL V**

# **INDICATORI DE MONITORIZARE ȘI EVALUARE**

1. Procesul de monitorizare a implementării Programului va fi organizat printr-un set comun structurat și transparent de indicatori de monitorizare și evaluare a acțiunilor planificate, prin care se măsoară gradul de implementare și nivelul de realizare a obiectivelor. Sistemul de monitorizare și evaluare a Programului de transformare digitală a domeniului energetic pentru perioada 2026-2030 este conceput pentru a măsura progresul către obiectivele stabilite, a identifica provocările în implementare și a asigura că beneficiile digitalizării ajung la toate categoriile de consumatori, în special grupurile vulnerabile. Indicatorii sunt structurați pe trei niveluri - impact, rezultat și proces, asigurând măsurarea comprehensivă a progresului, și sunt aliniați cu cerințele europene de monitorizare a digitalizării energetice stabilite în COM(2022) 552, precum și sunt preluați sau derivați din strategiile naționale ierarhic superioare: Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030", Strategia de transformare digitală 2023-2030 și Planul național integrat privind energia și clima 2025-2030.

## Secțiunea 5.1. Descrierea impactului pe termen mediu și contribuția la strategiile naționale

1. Implementarea Programului va genera efecte transformatoare asupra domeniului energetic al Republicii Moldova, cu impact direct asupra economiei, societății și mediului:
2. Impact economic și competitivitate (2026-2030):

Digitalizarea infrastructurii energetice va reduce costurile operaționale cu 20-25% până în 2030, ceea ce se va traduce în tarife mai accesibile pentru consumatori și competitivitate sporită pentru întreprinderi. Reducerea pierderilor în rețele de la 18% la 10% va genera economii anuale de aproximativ 200 milioane lei, resurse care pot fi reinvestite în modernizarea continuă a domeniului energetic. Aceste realizări contribuie direct la Obiectivul specific 1.2 din Strategia „Moldova Europeană 2030" privind dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat, creând un mediu favorabil pentru noi modele de afaceri în domeniul energetic.

1. Impact social și incluziune (efecte vizibile din 2027):

Programul va asigura că 100,000 gospodării vulnerabile (reprezentând 40% din total) vor beneficia de contoare inteligente până în 2030, permițându-le să-și gestioneze mai bine consumul și costurile. Implementarea a 500.000 contoare inteligente, cu prioritate pentru zonele defavorizate începând cu 2026, va reduce sărăcia energetică prin tarife diferențiate și monitorizare în timp real. Această abordare susține Obiectivul general 1 al Strategiei naționale privind creșterea veniturilor și atenuarea inegalităților.

1. Impact asupra securității energetice (operațional din 2026):

Înființarea Centrului Sectorial de Securitate Cibernetică în Energie (CSSCE) în 2026 cu 15 specialiști va reduce timpul de detectare a incidentelor de la 72 ore la sub 1 oră până în 2028, procesând 200+ incidente lunar astfel asigurând continuitatea serviciilor esențiale. Certificarea ISO 27001 a 7 operatori de stat și implementarea soluțiilor moderne de securitate (EDR/XDR, SIEM) va asigura timpul de recuperare după incidente majore de maximum 4 ore. Această realizare contribuie la Obiectivul specific 9.3 din Strategia națională privind sporirea securității infrastructurilor critice.

1. Impact asupra tranziției verzi (accelerare din 2027):

Capacitatea de integrare a surselor regenerabile va crește de la 150 MW la 600 MW până în 2030, facilitată de sisteme digitale de predicție și balansare cu acuratețe de 95% și Virtual Power Plant agregând 300+ surse. Reducerea consumului în orele de vârf cu 150 MW (20%) și operaționalizarea a 50 MW stocare digitală vor reduce emisiile CO2 cu 2.5 milioane tone anual. Această transformare contribuie la Obiectivul specific 10.4 privind tranziția spre economia verde și la angajamentele PNIEC de 30% energie regenerabilă.

## Secțiunea 5.2. Indicatori de impact pentru obiectivele generale

1. Indicatorii de impact măsoară efectele transformatoare pe termen mediu și lung ale Programului, demonstrând contribuția directă la realizarea viziunii strategice naționale și europene:
2. Matricea indicatorilor de impact - Obiectivul General 1: Infrastructură digitală inteligentă și interoperabilă:

*Tabelul 12*

| **Cod** | **Indicator de impact** | **Definiție și metodologie** | **Valoare referință 2025** | **Țintă 2028** | **Țintă 2030** | **Sursa date** | **Frecvență** | **Dezagregare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| I.1.1 | Gradul de digitalizare a infrastructurii energetice  *Contribuție strategică: SND 2030 - Obiectiv 7.3 (Integrarea tehnologiilor în guvernanță)* | % infrastructură cu sisteme digitale moderne: RNLC, PNME, SIA SINEE operaționale, contoare inteligente integrate HES+MDM, SCADA/ERP modernizate | 15% | 65% | 85% | ME / ANRE Audit certificat | Anuală | • Tip infrastructuri  • Tehnologie  • Operator  • Regiune |
| I.1.2 | Reducerea pierderilor în rețele  *Contribuție strategică: SND 2030 - Obiectiv 1.1 (Creștere economică durabilă)* | % pierderi tehnice reduse prin contoare inteligente și SCADA | 18% | 12% | 8% | ANRE Rapoarte validate | Trimestrială | • Nivel tensiune  •Urban/rural  •Operator |
| I.1.3 | Eficiența operațională prin digitalizare  *Contribuție strategică: Strategie Digitală - Obiectiv 3 (Economie digitală competitivă)* | Reducere costuri OPEX/MWh prin automatizare procese (SCADA, ERP, CRM, Billing) | 100 | 80 | 75 | Operatori - Rapoarte financiare auditate | Anuală | • Categorie OPEX  • Proces digitalize  • Operator |
| I.1.4 | Interoperabilitate sistemelor digitale  *Contribuție strategică: Plan UE Digitalizare - Spațiu comun date* | % sisteme integrate: RNLC cu 1.5M locuri consum, PNME cu 10 module, 500k contoare în platforme comune | 10% | 75% | 95% | ME/Operatori - Test tehnic interoperabilitate | Semestrială | • Tip sistem  • Standard utilizat  • Nivel integrare |

1. Matricea indicatorilor de impact - Obiectivul General 2: Reziliență cibernetică

*Tabelul 13*

| **Cod** | **Indicator de impact** | **Definiție și metodologie** | **Valoare referință 2025** | **Țintă 2028** | **Țintă 2030** | **Sursa date** | **Frecvență** | **Dezagregare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| I.2.1 | Rata de succes în gestionarea incidentelor  *Contribuție strategică: SND 2030 - Obiectiv 9.3 (Securitate infrastructuri critice)* | % incidente remediate de CSSCE fără impact major. Clasificare ENISA pentru 200+ incidente/lună | N/A | 95% | 99% | CSSCE Monitorizare 24/7 | Lunară | • Severitate  • Tip atac  • Vector atac  • Operator afectat |
| I.2.2 | Timpul de detectare și răspuns (MTTD/MTTR)  *Contribuție strategică: Strategie securitate(protecție critică), alinierea la standardele UE pentru infrastructuri critice* | Timp mediu detectare/remediere. Țintă prin SOC sectorial și soluții EDR/XDR la 7 operatori | 72h/48h | <1h/8h | <1h/4h | Jurnale SOC certificate | Per incident | • Tip incident  • Infrastructură  • Oră eveniment |
| I.2.3 | Maturitatea securității cibernetice  *Contribuție strategică: SND 2030: Continuitate servicii* | Scor CMMI (1-5) pentru 7 operatori certificați ISO 27001 cu soluții complete securitate | 1.5 | 3.5 | 4.5 | Evaluare externă anuală | Anuală | • Domeniu evaluat  • Operator  • Componentă |
| I.2.4 | Conformitate cu standardele europene  *Contribuție strategică: Acquis UE - Directiva NIS2, Codul de rețea securitate cibernetică* | % conformitate: ISO 27001 (7 operatori), NIS2 (100%), IEC 62443, infrastructură HA 100% | 0% | 85% | 100% | Audit certificare | Anuală | • Standard  • Operator  • Cerință specifică |

1. Matricea indicatorilor de impact - Obiectivul General 3: Tranziție energetică digitală incluzivă

*Tabelul 14*

| **Cod** | **Indicator de impact** | **Definiție și metodologie** | **Valoare referință 2025** | **Țintă 2028** | **Țintă 2030** | **Sursa date** | **Frecvență** | **Dezagregare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| I.3.1 | Capacitate SER integrată prin sisteme digitale  *Contribuție strategică: SND 2030 - Obiectiv 10.4 (Tranziție verde), PNIEC - 30% SER până în 2030* | MW gestionați digital: AI prognoză >95%, VPP 300+ surse, SCADA 50 parcuri, EMS optimizare | 150 MW | 400 MW | 600 MW | Moldelectrica SCADA | Semestrială | • Tip sursă  • Tehnologie digitală  • Locație  • Operator |
| I.3.2 | Reducere emisii CO2 prin optimizare digitală  *Contribuție strategică: PNIEC angajament național -70% emisii până în 2030 (vs 1990)* | Tone CO2 evitate prin: integrare 600MW SER, reducere sarcină vârf 150MW, stocare 50MW | Baseline | 1.5M t | 2.5M t | Agenția Mediu certificat | Anuală | • Sector  • Măsură digitală  • Tip reducere |
| I.3.3 | Flexibilitate activă a sistemului  *Contribuție strategică: Plan UE - flexibilitate* | MW flexibilitate: 100k consumatori DRMS, 400k tarife dinamice, 50MW agregatori | 0 MW | 100 MW | 200 MW | Platforme DR certificate | Lunară | • Tip consumator  • Program DR  • Tehnologie |
| I.3.4 | Incluziune energetică digitală  *Contribuție strategică: SND 2030 – dezvoltare locală* | % gospodării vulnerabile cu: contor inteligent, aplicație mobilă, tarif dinamic, acces DR | 5% | 30% | 40% | ANRE | Trimestrială | • Tip vulnerabilitate  • Zonă geografică  • Serviciu digital |

**Notă:** Baseline 2025 - Valorile de referință reflectă situația actuală plus progresul așteptat din alte programe în curs (35,000 contoare pilot, 15% digitalizare existentă).

## Secțiunea 5.3. Indicatori de rezultat pentru obiectivele specifice

1. Indicatorii de rezultat măsoară realizările directe ale activităților Programului, cu valori țintă pentru perioada 2026-2030.
2. Matricea indicatorilor de rezultat - Infrastructura digitală (OS 1.1-1.3)

*Tabelul 15*

| **Cod** | **Indicator** | **Definiție completă** | **Val. ref. 2025** | **Țintă 2027** | **Țintă 2028** | **Țintă 2030** | **Sursa date** | **Dezagregare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **OS 1.1: Modernizarea infrastructurii digitale** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.1.1.1 | Echipamente conectate IoT | Total dispozitive smart integrate | 5,000 | 50,000 | 100,000 | 200,000 | Inventar digital | Tip, locație, funcție |
| R.1.1.2 | Sisteme cu AI/ML | % procese folosind inteligență artificială | 10% | 40% | 60% | 80% | Audit anual | Domeniu aplicare |
| R.1.1.3 | Interoperabilitate | % sisteme conforme CIM/IEC | 15% | 60% | 80% | 95% | Teste conformitate | Standard, nivel |
| **OS 1.2: Rețele inteligente** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.1.2.1 | Contoare inteligente | Număr instalat și operațional | 35,000 | 150,000 | 300,000 | 500,000 | Baze date DSO | Urban/rural, vulnerabili |
| R.1.2.2 | Consumatori smart grid | % în rețele inteligente active | 2% | 25% | 40% | 60% | ANRE | Categorie, locație |
| R.1.2.3 | Prosumatori | Cu injecție bidirecțională | 500 | 3,000 | 6,000 | 12,000 | Registru național | Putere, tehnologie |
| **OS 1.3: Automatizare procese** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.1.3.1 | Procese digitalizate | % automatizare completă | 15% | 60% | 90% | 95% | Audit procese | Criticitate, beneficii |
| R.1.3.2 | Timp intervenție | Reducere % vs baseline | 0% | -40% | -60% | -75% | Jurnale operaționale | Tip incident |
| R.1.3.3 | Mentenanță predictivă | % active monitorizate | 5% | 40% | 70% | 90% | Sisteme AM | Tip echipament |

1. Matrice indicatori de rezultat - Securitate cibernetică (OS 2.1-2.3)

*Tabelul 16*

| **Cod** | **Indicator** | **Definiție** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** | **2030** | **Sursa** | **Dezagregare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **OS 2.1: Centru securitate (CSSCE)** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.2.1.1 | Operaționalizare | % capacitate | 0% | 100% | - | - | - | CSSCE | Module |
| R.2.1.2 | Personal certificat | Specialiști activi | 0 | 25 | 35 | 45 | 60 | HR | Certificare, gen |
| R.2.1.3 | Monitorizare 24/7 | % infrastructură | 0% | 100% | 100% | 100% | 100% | SOC | Criticitate |
| **OS 2.2: Standarde securitate** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.2.2.1 | ISO 27001 | % operatori | 0% | 40% | 100% | 100% | 100% | Audit | Tip operator |
| R.2.2.2 | Conformitate NIS2 | % cerințe | 0% | 60% | 100% | 100% | 100% | ANSC | Domeniu |
| **OS 2.3: Reziliență** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.2.3.1 | Planuri BCP | % testate anual | 5% | 50% | 80% | 100% | 100% | Audit | Sistem |
| R.2.3.2 | RTO/RPO | Ore maxim | 48/72 | 12/24 | 6/12 | 4/8 | 2/4 | Teste | Criticitate |

1. Matrice indicatori de rezultat - Tranziția energetică (OS 3.1-3.3)

*Tabelul 17*

| **Cod** | **Indicator** | **Definiție completă** | **Val. ref. 2025** | **Țintă 2027** | **Țintă 2028** | **Țintă 2030** | **Sursa date** | **Dezagregare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **OS 3.1 - Creșterea capacității de integrare SER la 600 MW** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.3.1.1 | Capacitate SER integrată digital | MW gestionați prin sisteme digitale avansate | 150 | 250 | 450 | 600 | Moldelectrica/SCADA | Tip SER, tehnologie digitală |
| R.3.1.2 | Sistem prognoză meteo AI operațional | % funcționalitate și acuratețe prognoze | 0% (70% manual) | 60% (85% acuratețe) | 100% (92% acuratețe) | 100% (>95% acuratețe) | Moldelectrica/AI platform | Orizont prognoză, tip SER |
| R.3.1.3 | Virtual Power Plant funcțional | Număr surse agregate și MW capacitate | 0 | 50 surse (20MW) | 200 surse (80MW) | 300+ surse (100+MW) | VPP platform | Tip sursă, locație |
| R.3.1.4 | Parcuri SER cu SCADA integrat | Număr parcuri cu monitorizare real-time | 5 | 15 | 35 | 50 | ANRE/Operatori | Tip parc, putere instalată |
| R.3.1.5 | Reducere dezechilibre sistem | % reducere față de baseline prin optimizare digitală | Baseline | -20% | -35% | -40% | Moldelectrica/EMS | Cauză dezechilibru, oră |
| **OS 3.2 - Reducerea consumului de vârf cu 20%** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.3.2.1 | DRMS operațional | Nivel implementare și consumatori înrolați | 0 | Pilot (20k) | 100% (70k) | 100% (100k+) | ME/Platforma DRMS | Tip consumator, program |
| R.3.2.2 | Reducere consum ore vârf | MW reduși în orele de vârf sistem | 0 | 30 | 100 | 150 | Moldelectrica | Oră, metodă reducere |
| R.3.2.3 | Consumatori cu tarife dinamice | Număr cu tarifare diferențiată temporal | 0 | 50,000 | 200,000 | 400,000 | Operatori/ Billing | Tip tarif, segment consumatori |
| R.3.2.4 | Utilizatori activi aplicații mobile | Număr cu engagement lunar >1 | 0 | 20,000 | 100,000 | 200,000 | Operatori/Analytics | Funcții utilizate, economii |
| R.3.2.5 | Flexibilitate agregată disponibilă | MW disponibili pentru servicii sistem | 0 | 10 | 35 | 50+ | Agregatori/ANRE | Tip flexibilitate, timp răspuns |
| **OS 3.3 - Operaționalizarea sistemelor pentru 50 MW stocare** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| R.3.3.1 | BMS centralizat implementat | % funcționalitate și locații integrate | 0% | 30% (3 locații) | 100% (20+ locații) | 100% (25+ locații) | Operatori stocare | Tip baterie, capacitate |
| R.3.3.2 | Capacitate stocare gestionată digital | MW monitorizați și optimizați | 0 | 5 | 50 | 50+ | ANRE/BMS | Tehnologie, servicii oferite |
| R.3.3.3 | Eficiență ciclu încărcare-descărcare | % eficiență round-trip prin optimizare | N/A | 85% | >90% | >92% | BMS/Operatori | Tehnologie, regim operare |
| R.3.3.4 | Virtual battery operațională | MW din agregare stocare distribuită | 0 | 0 | 10 | 15+ | Agregatori/Platform | Număr participanți, locație |
| R.3.3.5 | Venituri servicii sistem din stocare | Milioane MDL/an din participare piețe | 0 | 5 | 35 | 50+ | Operatori/Financiar | Tip serviciu, piață |

## Secțiunea 5.4. Indicatori transversali de gen și incluziune

1. În cadrul Programului următorii indicatori transversali de gen și LNOB se definesc:

*Tabelul 18*

| **Cod** | **Indicator** | **Definiție și scop** | **Nivel de referință 2025** | **2027** | **2028** | **2030** | **Sursa date** | **Frecvență** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Dimensiunea de gen** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| T.1 | Femei în formare digitală energie | % din total participanți la programele de formare pentru SCADA, securitate cibernetică, aplicații smart grid | 25% | 35% | 40% | 45% | UIP/Registre formare | Trimestrial |
| T.2 | Poziții tehnice femei | % femei în poziții tehnice digitale (CSSCE, operare platforme RNLC/PNME, specialiști IT/OT) | 20% | 28% | 32% | 40% | HR operatori/CSSCE | Anual |
| T.3 | Acces echitabil servicii digitale | Diferență gen în utilizarea aplicațiilor mobile energetice (F vs B) | -30% | -20% | -10% | 0% | Studii sectoriale | Anual |
| **Incluziune geografică** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| T.4 | Contoare inteligente rural | % din cele 500,000 instalate în mediul rural | 20% | 30% | 35% | 40% | HES+MDM/Operatori | Trimestrial |
| T.5 | Acces RNLC rural | % locuri consum rurale înregistrate din total 1.5M | 15% | 25% | 35% | 40% | RNLC/ME | Semestrial |
| T.6 | Prosumatori rurali în VPP | % din cei 300+ agregați în Virtual Power Plant | 5% | 15% | 25% | 30% | VPP platform | Trimestrial |
| **Grupuri vulnerabile** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| T.7 | Gospodării vulnerabile digitalizate | Din cele 100,000 țintă cu contoare smart și acces aplicații | 0 | 20,000 | 50,000 | 100,000 | ANRE/MSMPS | Trimestrial |
| T.8 | Participare programe DR vulnerabili | % din cei 100,000+ în DRMS | 0% | 10% | 20% | 30% | DRMS/ME | Lunar |
| T.9 | Economii realizate vulnerabili | Reducere medie factură prin tarife dinamice | 0% | -10% | -15% | -20% | Billing/Operatori | Trimestrial |
| **Accesibilitate** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| T.10 | Interfețe WCAG 2.1 | % aplicații și portale conforme pentru persoane cu dizabilități | 0% | 60% | 80% | 100% | Audit accesibilitate | Anual |
| T.11 | Suport multilingv | Limbi disponibile în aplicații (română, rusă, găgăuză, ucraineană) | 1 | 3 | 4 | 4 | Verificare platforme | Anual |

## Secțiunea 5.5. Indicatori de monitorizare a activităților

1. Monitorizarea implementării activităților cheie va include următoarele:

*Tabelul 19*

| **Cod** | **Activitate/Indicator** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **Verificare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Infrastructură digitală (OG1)** |  |  |  |  |  |  |  |
| A.1 | RNLC - locuri consum înregistrate | 200,000 | 500,000 | 1,200,000 | 1,350,000 | 1,500,000 | RNLC dashboard |
| A.2 | Module PNME operaționale | 1 | 3 | 7 | 9 | 10 | Teste acceptanță |
| A.3 | Subsisteme SIA SINEE active | 2 | 4 | 10 | 10 | 10 | CNED rapoarte |
| A.4 | Contoare smart instalate cumulativ | 100,000 | 165,000 | 415,000 | 500,000 | 500,000 | HES+MDM logs |
| A.5 | Investiții atrase OG1 (mil. lei) | 42.5 | 85 | 170 | 225 | 234.5 | Contracte semnate |
| **Securitate cibernetică (OG2)** |  |  |  |  |  |  |  |
| A.6 | Personal CSSCE operațional | 8 | 15 | 15 | 15 | 15 | Contracte angajare |
| A.7 | Infrastructură critică în SOC | 40% | 80% | 100% | 100% | 100% | Dashboard CSSCE |
| A.8 | Operatori certificați ISO 27001 | 0 | 7 | 7 | 7 | 7 | Certificate valide |
| A.9 | Incidente procesate CSSCE/lună | 50 | 150 | 200 | 225 | 250 | SIEM rapoarte |
| **Tranziție verde (OG3)** |  |  |  |  |  |  |  |
| A.10 | MW SER integrate digital | 180 | 250 | 400 | 500 | 600 | SCADA Moldelectrica |
| A.11 | Consumatori în programe DR | 10,000 | 30,000 | 60,000 | 85,000 | 100,000+ | DRMS platform |
| A.12 | MW stocare operaționalizați | 0 | 5 | 25 | 50 | 50+ | BMS centralizat |
| **Competențe digitale** |  |  |  |  |  |  |  |
| A.13 | Personal format/an (cumulativ) | 200 | 500 | 800 | 1,000 | 1,200 | Certificate emise |
| A.14 | Centre excelență digitală energie | 0 | 1 | 2 | 3 | 3 | Protocoale înființare |

## Secțiunea 5.6. Indicatori de performanță și impact sectorial

1. În cadrul Programului se definesc următorii indicatori de performanță și impact sectorial:
2. **Indicator P.1: Fiabilitatea serviciilor energetice (SAIDI/SAIFI)**

* Definiție: durata și frecvența medie a întreruperilor, îmbunătățite prin SCADA modern și automatizare
* Valoare de referință (2025): SAIDI 350 min/an, SAIFI 4.5
* Impact sisteme digitale: detectare automată a defecțiunilor, dispecerizare optimizată, mentenanță predictivă
* Ținte: 2027 - SAIDI 250/SAIFI 3.5; 2028 - SAIDI 200/SAIFI 3.0; 2030 - SAIDI 150/SAIFI 2.0
* Comparație: media UE - SAIDI 80 min/an (țintă 2035 pentru Moldova)

1. **Indicator P.2: Satisfacția consumatorilor digitali**

* Definiție: scorul mediu de satisfacție (scala 1-10) incluzând: ușurința utilizării aplicațiilor, transparența consumului, răspuns la sesizări
* Componente măsurate: aplicații mobile (30%), portal self-service (25%), facturare electronică (25%), suport chat (20%)
* Valoare de referință (2025): 5.5/10
* Țintă 2027: 7.0; 2028: 7.5; 2030: 8.5
* Metodologie: sondaj anual reprezentativ, minimum 5.000 respondenți

1. **Indicator P.3: Penetrarea serviciilor digitale energetice**

* Definiție: ponderea consumatorilor care utilizează activ cel puțin 2 servicii digitale lunar
* Servicii monitorizate: vizualizare consum real-time, plată online, programare intervenții, participare DR
* Valoare de referință (2025): 5%
* Ținte: 2026: 15%; 2027: 35%; 2028: 50%; 2030: 65%
* Dezagregare: urban/rural, rezidențial/business, vulnerabili/standard, pe grupe de vârstă

1. **Indicator P.4: Eficiența economică prin digitalizare**

* Definiție: Economii totale generate anual (reducere pierderi + optimizare costuri + venituri noi)
* Valoare de referință (2025): 0 MDL
* Ținte economii anuale: 2027: 150 mil. MDL; 2028: 300 mil. MDL; 2030: 500 mil. MDL
* Componente: Reducere pierderi (40%), optimizare OPEX (35%), servicii noi (25%).

## Secțiunea 5.7. Metodologia de colectare și validare a datelor

1. Surse de date și responsabilități:
2. Colectare automată (60-70% din indicatori):

* Platforme digitale naționale: RNLC, PNME - date real-time prin API REST securizate
* Contoare inteligente: 500.000 unități cu raportare la intervale de 15 minute prin HES+MDM
* CSSCE/SOC: Monitorizare continuă 24/7, raportare automată incidente
* Sisteme SCADA/EMS: Date operaționale transmise la fiecare 5 secunde
* Responsabil: Centre de date operatori, validare automată UIP

1. Raportare periodică (25% din indicatori):

* Rapoarte lunare: DRMS (participanți DR), BMS (stocare), VPP (surse agregate)
* Rapoarte trimestriale: Operatori (personal, certificări, investiții)
* Audituri semestriale: ISO 27001, NIS2, WCAG 2.1
* Responsabil: ANRE consolidare, ME validare

1. Verificări independente (5-10% din indicatori):

* Audituri anuale: Big 4 pentru indicatori financiari și de performanță
* Evaluări de impact: Experți internaționali pentru tranziție verde
* Studii satisfacție: Companii specializate de cercetare
* Responsabil: UIP contractare, raportare CNC.

1. Validarea și asigurarea calității
2. Proceduri de validare automatizate:

* Verificări automate ale plauzibilității (limite min/max, identificare variații anormale)
* Verificări încrucișate între surse multiple
* Reconciliere multi-sursă prin comparare automată SCADA vs contoare vs facturare
* Reconciliere cu datele istorice și tendințe
* Audituri aleatorii pe eșantioane reprezentative de date

1. Standarde de calitate digitală conform matricei:

*Tabelul 20*

| **Criteriu** | **Standard** | **Metodă verificare** | **Acțiune corectivă** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Acuratețe date** | ±1% sisteme digitale  ±3% raportări manuale | Audit algoritmi, calibrare senzori | Recalibrare automată, training personal |
| **Completitudine** | 98% pentru sisteme critice  95% pentru restul | Monitorizare disponibilitate, analiza lacunelor (gap analysis) | Redundanță sisteme, proceduri backup |
| **Latență** | <5 min date operaționale  <24h raportări | Marcaj automat al timpului și monitorizarea întârzierilor (latenței) | Optimizare rețea, cache local |
| **Integritate** | Zero alterări, audit trail complet | ML/AI pentru date critice, jurnale de audit imuabile (logs imutabile) | Restaurare din backup verificat |
| **Disponibilitate** | 99,9% pentru sisteme critice  99% pentru platforme publice | Monitorizare automată (sintetică) și monitorizarea utilizatorilor reali | Comutare automată (failover), disaster recovery |

1. Transparență și raportare publică
2. Publicarea datelor:

* Dashboard public online cu indicatori cheie, actualizare lunar
* Rapoarte trimestriale detaliate pe site-ul Ministerului Energiei
* Date deschise anonimizate, în formate reutilizabile (CSV, JSON)
* Metodologii complete publicate și actualizate periodic.

1. Transparență proactivă:

* Publicare automata a rapoartelor lunare/trimestriale generate din sistem
* Consultări publice asupra metodologiilor
* Mecanism digital pentru contestarea/clarificarea datelor publicate
* Feedback digital prin formulare online, rating servicii, sugestii de îmbunătățire.

## Secțiunea 5.8. Sistem de alertă timpurie

1. Pentru asigurarea implementării la timp a Programului, se stabilesc praguri de alertă conform matricei sistemului de alertă cu coduri colorate:

*Tabelul 21*

| **Nivel alertă** | **Criteriu** | **Acțiuni imediate** | **Termen răspuns** | **Responsabil** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Verde | ≥90% din țintă | Monitorizare normală | - | Manager UIP |
| Galben | 70-89% din țintă | • Analiză cauze  • Plan remediere  • Resurse suplimentare | 15 zile analiză  30 zile plan | Director UIP/ME |
| Roșu | <70% din țintă | • Escaladare către ministru  • Grupuri de lucru dedicate  • Revizuire strategie | 7 zile analiză  21 zile plan | Ministru/Secretar de Stat |
| Critic | Impact sistemic | • Activare Comitet criză  • Măsuri excepționale  • Comunicare publică | 24 ore | Prim-ministru + CNC |

# **CAPITOLUL VI**

# **IMPACTUL PROGRAMULUI**

1. Implementarea prezentului Program, cu investiții totale de 1.807,8 milioane lei, va genera efecte transformatoare multidimensionale asupra economiei, societății și mediului Republicii Moldova. Analiza comprehensivă a impacturilor pe termen scurt (2026-2027), mediu (2028-2029) și lung (2030 și ulterior) confirmă contribuția directă la realizarea indicatorilor de rezultat și impact stabiliți în Capitolul V, la obiectivele Strategiei „Moldova Europeană 2030", la angajamentele internaționale, precum și la integrarea în spațiul energetic european digital.

## Secțiunea 6.1. Descrierea efectelor pe termen mediu și contribuția la indicatori strategici

1. Efectele transformatoare pe termen mediu (2028-2029) reprezintă punctul de inflexiune când investițiile inițiale în digitalizare generează beneficii sistemice măsurabile:
2. Maturizarea ecosistemului digital energetic:

Până în 2028, infrastructura digitală va atinge masa critică necesară pentru efecte de rețea. Cu 65% din infrastructură digitalizată (Indicator I.1.1), sistemul energetic va opera ca o platformă integrată:

* RNLC operațional cu 1,2 milioane locuri de consum înregistrate din 1,5 milioane țintă;
* PNME cu 7 module active din 10 planificate, integrând 12 operatori;
* SIA SINEE complet implementat cu toate cele 10 subsisteme funcționale;
* Pierderi reduse la 12% (Indicator I.1.2), economii de 200 mil. MDL/an;
* Integrare eficientă a 400 MW surse regenerabile cu sisteme digitale avansate (Indicator I.3.1)

Aceste realizări contribuie direct la Obiectivul specific 7.3 din SND 2030 privind integrarea tehnologiilor în guvernanță și la țintele PNIEC pentru 30% energie regenerabilă.

1. Consolidarea rezilienței și securității sistemului:

CSSCE cu 15 specialiști și certificarea ISO 27001 a 100% din cei 7 operatori critici de stat (Indicator I.2.3):

* еimp de detectare sub 1 oră și remediere în 4 ore pentru servicii critice (Indicator I.2.2);
* procesare a 200+ incidente/lună cu rata de succes 95%;
* monitorizare 24/7 a 100% infrastructură critică prin SOC sectorial;
* implementare completă soluții EDR/XDR, SIEM și infrastructură HA.

Această transformare susține Obiectivul specific 9.3 din SND 2030 privind securitatea infrastructurilor critice.

1. Democratizarea accesului la servicii energetice moderne:

Până în 2028: 265.000 contoare inteligente instalate din totalul de 500.000 (Indicator R.1.2.1) și 50.000 gospodării vulnerabile echipate digital (Indicator T.7):

* 35% consumatori cu acces la date în timp real prin aplicații mobile;
* 200.000 consumatori cu tarife dinamice, economisind 10-15% din factură;
* 60.000 participanți în programe de demand response;
* eliminarea estimărilor și erorilor de facturare pentru utilizatorii digitali.

Aceste efecte contribuie la Obiectivul general 1 din SND 2030 privind creșterea veniturilor și atenuarea inegalităților.

1. Teoria schimbării etapizată validate și lanțul de impact prin investiții concrete:

Inputuri (2026-2027): 543.5 mil. MDL investiți → Activități (2026-2028): 27 acțiuni majore implementate → Output-uri (2027-2029): Sisteme digitale operaționale → Rezultate (2028-2030): 500k contoare, 600MW SER, 50MW stocare → Impact (2029-2035): transformare sistemică a domeniului.

Digitalizarea infrastructurii energetice nu este doar o modernizare tehnică, ci o schimbare a modului în care energia este produsă, distribuită, consumată și gestionată, cu efecte multiplicatoare asupra întregii economii și societăți.

## Secțiunea 6.2. Impact economic sistemic

1. Transformarea digitală a modelului economic va genera un impact economic multistratificat, cu efecte directe, indirecte și induse conform matricei:

*Tabelul 22*

| **Indicator economic** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **Impact cumulat** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Eficiență operațională** |  |  |  |  |  |  |
| Reducere pierderi rețea (mil. MDL) | 30 | 80 | 150 | 180 | 200 | 640 mil. MDL |
| Economii OPEX digitalizare (%) | 5% | 10% | 15% | 20% | 20-25% | Medie 15% |
| Productivitate per angajat (%) | +8% | +15% | +25% | +35% | +40% | +40% total |
| **Investiții și dezvoltare** |  |  |  |  |  |  |
| Investiții Program (mil. MDL) | 364.5 | 338.5 | 519.8 | 310 | 275 | 1,807.8 mil. MDL |
| Investiții private atrase (mil. MDL) | 100 | 200 | 350 | 500 | 650 | 1.800 mil. MDL |
| Locuri de muncă create direct | 200 | 500 | 800 | 1,000 | 1,200 | 1.200 permanente |
| Start-up-uriîn ecosistem digital | 3 | 10 | 20 | 35 | 50 | 50 companii |
| **Impact macroeconomic** |  |  |  |  |  |  |
| Contribuție directă PIB (%) | 0.1% | 0.15% | 0.2% | 0.25% | 0.3% | +0.3% PIB |
| Export servicii digitale (mil. EUR) | 0 | 1 | 3 | 8 | 15 | 27 mil. EUR |
| Economii consumatori (mil. MDL/an) | 50 | 100 | 200 | 300 | 400 | 1.050 mil. MDL |

## Secțiunea 6.3. Impact social cuprinzător

1. Digitalizarea va transforma fundamental relația dintre consumatori și sistemul energetic:

*Tabelul 23elul 23*

| **Categorie** | **Număr beneficiari** | **Impact specific 2028** | **Impact specific 2030** | **Indicator corelat** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Gospodării urbane** | 150,000 | • Contoare inteligente: 60%  • Economii: 12%  • Servicii digitale: 80% | • Contoare inteligente: 85%  • Economii: 15%  • Prosumatori: 5% | R.1.2.1, T.4 |
| **Gospodării rurale** | 250,000 | • Contoare inteligente: 30%  • Acces platforme: 35%  • Timp reconectare: -50% | • Contoare inteligente: 45%  • Acces platforme: 70%  • Fiabilitate: +40% | T.4, T.5, P.1 |
| **Gospodării vulnerabile** | 100,000 | • Tarife sociale: 80,000  • Asistență digitală: 50 centre  • Reducere costuri: 15% | • Tarife sociale: 100,000  • Asistență: 100 centre  • Reducere costuri: 20% | T.6, T.7 |
| **IMM-uri** | 250 | • Management energie: 30%  • Reducere costuri: 18%  • Predictibilitate: +60% | • Management energie: 60%  • Reducere costuri: 25%  • Flexibilitate: 100% | Impact economic |
| **Industrie** | 500 | • Monitorizare real-time: 80%  • Optimizare: 20%  • Întreruperi: -60% | • Contracte inteligente: 50%  • Optimizare: 30%  • Carbon neutral: 20% | R.1.3.1, I.3.2 |

1. Transformarea digitală va reconfigura piața muncii în domeniul energetic:

*Tabelul 24*

| **Indicator ocupare** | **2026** | **2028** | **2030** | **Detalii** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Locuri noi create direct** | 200 | 800 | 1.200 | CSSCE (15), RNLC/PNME (50), Operatori digitali (500+), Suport (635) |
| **Reconversie profesională** | 150 | 600 | 1.000 | Din cititori contoare, dispeceri tradiționali, personal administrativ |
| **Specialiști securitate certificați** | 8 | 30 | 60 | ISO 27001 auditori, specialiști CSSCE, responsabili securitate operatori |
| **Participare feminină poziții tehnice** | 28% | 35% | 40% | În CSSCE, dezvoltare software, analiză date, management platforme |
| **Tineri <30 ani în sectorul digital** | 35% | 45% | 55% | Dezvoltatori aplicații, data scientists, specialiști AI/ML |
| **Personal în formare continuă/an** | 200 | 800 | 1.200 | Minimum 40% femei, focus pe competențe digitale și securitate |

## Secțiunea 6.4. Impact administrativ și instituțional

1. Eficiența administrării publice prin digitalizare va transforma radical capacitatea administrativă și de guvernanță în domeniul energetic, cu următoarele efecte pe termen mediu:

*Tabelul 25*

| **Proces** | **Situația 2025** | **Situația 2028** | **Situația 2030** | **Impact** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Conectare nouă** | 30-45 zile | 5-7 zile | 1-3 zile | -93% timp via RNLC |
| **Raportări ANRE** | Manual, lunar | PNME automat | 100% real-time | -95% efort administrativ |
| **Transparență date** | Rapoarte anuale | Dashboard public lunar | API public real-time | 100% date deschise |
| **Interoperabilitate** | 10% sisteme | 75% (12 operatori) | 95% (20 operatori) | Decizie integrată PNME |
| **Participare publică** | Consultări fizice | Portal online + aplicație | AI chatbot 24/7 | 50x participanți |
| **Audit conformitate** | Manual, anual | Semi-automat CSSCE | Continuu automatizat | 365 zile/an monitorizare |

1. Conformitate și integrare europeană prin alinierea deplină la acquis-ul UE

* **2027**: Transpunere completă a Directivei 2019/944 și a Regulamentelor Codurilor de Rețea;
* **2028**: Integrare RNLC/PNME cu Spațiul European de Date Energetice;
* **2029**: Participare completă la platformele ENTSO-E prin sisteme digitale ;
* **2030**: Hub regional pentru inovație digitală în energie (3+ țări conectate).

## Secțiunea 6.5. Impact asupra mediului și contribuția la obiectivele climatice

1. Digitalizarea este catalizatorul fundamental pentru neutralitatea climatică, sprijinind tranziția verde și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

*Tabelul 26*

*Tabelul 26*

| **Indicator mediu** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **Contribuție strategică** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Emisii CO₂ evitate (mii tone/an)** | 200 | 500 | 1.000 | 1.500 | 2.500 | PNIEC: -70% până 2030 |
| **SER integrate digital (MW)** | 180 | 250 | 400 | 500 | 600 | 30% mix energetic țintă |
| **Reducere consum prin DR (MW)** | 10 | 30 | 70 | 120 | 150 | -20% vârf sistem |
| **Prosumatori activi în VPP** | 200 | 1.000 | 3.000 | 6.000 | 10.000 | Democratizare producție |
| **Capacitate stocare digitală (MW)** | 0 | 5 | 25 | 50 | 50+ | Flexibilitate 24/7 |
| **Eficiență sistem prin AI (%)** | +3% | +7% | +12% | +15% | +18% | Optimizare continuă |

1. Durabilitate și economie circulară în ecosistemul digital-energetic

* **2028**: Sistem complet de tracking pentru 100% contoare inteligente și echipamente CSSCE
* **2029**: Program național de reciclare pentru echipamente digitale energetice
* **2030:** 90% rată reciclare componente electronice, 30% componente refolosite.

## Secțiunea 6.6. Impact asupra grupurilor specifice

1. În cadrul Programului următoarele impacte prin analiza granulară a beneficiilor pentru fiecare grup vulnerabil sau specific se definesc:

*Tabelul 27*

| **Grup țintă** | **Dimensiune** | **Bariere actuale** | **Impact 2028** | **Impact 2030** | **Măsuri specifice** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Femei** | 52% populație | • Doar 20% în IT energie  • Decalaj digital 30%  • Acces decizii: 15% | • 35% poziții tehnice  • 40% în training digital  • 25% management | • 40% poziții tehnice  • Paritate digitală  • 35% conducere | • Cote minime 40%  • Mentorat CSSCE  • Burse dedicatetraining |
| **Tineri rurali** | 200.000 | • Zero oportunități  • Migrare 70%  • Competențe: 20% | • 1,000 în formare  • 300 angajați local  • 10 start-ups energie | • 3.000 formați  • 800 jobs create  • 30 business digitale | • Hub-uri rurale (5)  • eLearning gratuity  • Incubator digital |
| **Vârstnici 65+** | 450.000 | • Alfabetizare: 10%  • Rezistență: 80%  • Izolare digitală | • 30% training basic  • Interfețe simple  • 100 centre suport | • 50% incluși digital  • Voice control  • Asistență 24/7 | • Design vârstă 3-a  • Voluntari tineri  • Ghiduri print+video |
| **Persoane dizabilități** | 180.000 | • Accesibilitate 5%  • Costuri prohibitive  • Discriminare | • 50% acces adaptat  • WCAG 80% apps  • 500 angajați | • 80% full acces  • 100% WCAG 2.1  • 1.000+ angajați | • Tech asistivă free  • Subvenții 100%  • Joburi dedicate |
| **Minorități lingvistice** | 350.000 | • Servicii RO only  • Excludere 60%  • Zero reprezentare | • 3 limbi în apps  • 70% acoperire  • Personal divers | • 4 limbi complete  • 95% servicii  • Reprezentare 15% | • Traduceri automate  • Recrutare țintită  • Participare activă |

## Secțiunea 6.7. Riscuri de impact negativ și măsuri de atenuare

1. În cadrul Programului se definesc următoarele riscuri de impact negativ și măsuri de atenuare, prin gestionare proactivă a potențialelor efecte negative conform matricei:

*Tabelul 28*

*Tabelul 28*

| **Risc identificat** | **Probabilitate** | **Impact** | **Grupuri afectate** | **Strategie mitigare** | **Indicator monitorizare** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Excluziune digitală profundă** | Ridicată | Major | Rural, 65+, săraci | • 200 centre asistență  • Voluntari comunitate  • Interfețe ultra-simple | T.4>70%, T.6>80% |
| **Șomaj tehnologic** | Medie | Major | 2,000 angajați tradiționali | • Reconversie garantată 100%  • Venit garantat 18 luni  • Creare poziții noi: 1.200 | 95% reangajați |
| **Dependență critică sisteme** | Medie | Catastrofic | Toți – 1,2M consumatori | • Backup manual obligatoriu  • Sisteme redundante x3  • Proceduri offline testate | 99.9% uptime |
| **Explozie tarife** | Medie | Major | 100k vulnerabili | • Plafonare creștere 5%  • Subvenții automate  • Tarif social digital | Max +3% real |
| **Cyber-atacuri majore** | Ridicată | Catastrofic | Infrastructură națională | • CSSCE 24/7 operațional  • Exerciții lunare  • Backup air-gapped | Zero breaches majore |
| **Rezistență masivă** | Medie | Mediu | 30% populație | • Campanie națională  • Beneficii demonstrate  • Lideri comunitari | P.2 >7.5/10 |

## Secțiunea 6.8. Sustenabilitatea impactului pe termen lung

1. Mecanisme de asigurare a durabilității după 2030:
2. Sustenabilitate financiară:

* Model de afaceri auto-sustenabil din 2029, prin economii anuale de peste 400mil. MDL ce acoperă OPEX
* Tarif de utilizare infrastructură digitală: 1,5% din economiile realizate de utilizatori
* Fond de modernizare continuă: 80 mil. MDL/an reinvestiți începând cu 2030
* PPP pentru extinderi: investiții private pentru scalare post-2030

1. Sustenabilitate tehnologică:

* Actualizare continuă a sistemelor (evergreen IT)
* Evitarea dependenței de furnizori pentru componente critice prin utilizarea de standarde și soluții open-source
* Sisteme care învață și se optimizează continuu prin algoritmi ML/AI
* Pregătirea pentru următoarea generație tehnologică

1. Sustenabilitate socială:

* Educație digitală integrată în curriculum național
* Programe comunitare permanente
* Monitorizare continuă a incluziunii

1. Sustenabilitate instituțională:

* Cadru legal actualizat dinamic
* Capacitate instituțională consolidată
* Guvernanță participativă permanentă.

1. Efecte transformatoare sistemice post-2030:

Până în 2030, Republica Moldova va fi transformată într-o economie digitală energetică avansată, caracterizată prin:

* sistem energetic complet digitalizat și inteligent (infrastructură smart 100%, 85% digitalizat, 100% monitorizat, zero blackout-uri majore);
* societate incluzivă digital (80% dintre vulnerabili conectați, 0% excluziune digitală, facturi reduse cu 20%);
* economie competitivă verde (OPEX -25%, productivitate +40%, 50 start-up-uri în ecosistem);
* neutralitate climatică în domeniul energetic (-2.5M tone CO₂ /an, 600MW SER integrate, 150MW flexibilitate);
* hub regional de inovație în digitalizarea energetică.

Aceste transformări vor poziționa Moldova ca lider regional în tranziția digitală verde, creând fundamentul pentru prosperitate durabilă și incluzivă în deceniile următoare.

# **CAPITOLUL VII**

# **COSTURI ESTIMATE (RESURSELE FINANCIARE NECESARE)**

## Secțiunea 7.1. Matricea centralizată a costurilor Programului

1. Prezentul compartiment detaliază resursele financiare necesare pentru implementarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic, elaborat în conformitate cu prevederile punctului 18.7 din Regulamentul cu privire la planificarea strategică, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 386/2020. Estimările de costuri sunt structurate pe obiective specifice, ani de implementare și surse de finanțare, asigurând corelarea cu programele/subprogramele bugetare relevante și evidențiind distinct resursele acoperite versus cele neacoperite la etapa planificării.

Obiective generale strategice acoperite prin bugetare::

* Obiectivul general 1: Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic
* Obiectivul general 2: Consolidarea rezilienței cibernetice a infrastructurii critice energetice
* Obiectivul general 3: Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive

Implementarea acestor obiective va transforma fundamental domeniul energetic al Republicii Moldova, contribuind decisiv la securitatea și reziliența energetică, eficiența operațională și administrativă, neutralitatea climatică până în 2030.

Tabel centralizator al costurilor Programului (mii lei moldovenești)

*Tabelul 29*

| **Obiectiv specific** | **Codul subprogramului bugetar** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **Costuri totale** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Obiectiv general 1: Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în sectorul energetic până în 2030** | | | | | | | |
| **Obiectiv specific 1.1: Modernizarea digitală a 80% din infrastructura critică până în 2028** |  | **27,000** | **54,000** | **54,000** | **0** | **0** | **135,000** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 8,400 | 16,800 | 16,800 | 0 | 0 | 42,000 |
| Costuri neacoperite |  | 18,600 | 37,200 | 37,200 | 0 | 0 | 93,000 |
| **Obiectiv specific 1.2: Instalarea și operaționalizarea a 500,000 contoare inteligente până în 2030** |  | **192,500** | **125,000** | **377,400** | **250,000** | **250,000** | **1,194,900** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 192,500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 192,500 |
| Costuri neacoperite |  | 0 | 125,000 | 377,400 | 250,000 | 250,000 | 1,002,400 |
| **Obiectiv specific 1.3: Automatizarea a 90% din procesele operaționale critice până în 2028** |  | - | - | - | - | - | - |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | - | - | - | - | - | - |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | - | - | - | - | - | - |
| Costuri neacoperite |  | - | - | - | - | - | - |
| **Obiectiv general 2: Consolidarea rezilienței cibernetice a infrastructurii critice energetice până în 2030** | | | | | | | |
| **Obiectiv specific 2.1: Înființarea și operaționalizarea CSSCE cu monitorizare 24/7 până în 2026** |  | **35,000** | **20,000** | **20,000** | **0** | **0** | **75,000** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri neacoperite |  | 35,000 | 20,000 | 20,000 | 0 | 0 | 75,000 |
| **Obiectiv specific 2.2: Certificarea operatorilor conform ISO/IEC 27001 și NIS2 până în 2027** |  | **7,000** | **9,500** | **1,400** | **0** | **0** | **17,900** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri neacoperite |  | 7,000 | 9,500 | 1,400 | 0 | 0 | 17,900 |
| **Obiectiv specific 2.3: Reducerea timpului de recuperare după incidente la 4 ore până în 2028** |  | **70,000** | **70,000** | **0** | **0** | **0** | **140,000** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 6,500 | 6,500 | 0 | 0 | 0 | 13,000 |
| Costuri neacoperite |  | 63,500 | 63,500 | 0 | 0 | 0 | 127,000 |
| **Obiectiv general 3: Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în 2030** | | | | | | | |
| **Obiectiv specific 3.1: Creșterea capacității de integrare a surselor regenerabile la 600 MW până în 2030** |  | **15,000** | **25,000** | **25,000** | **20,000** | **15,000** | **100,000** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri neacoperite |  | 15,000 | 25,000 | 25,000 | 20,000 | 15,000 | 100,000 |
| **Obiectiv specific 3.2: Reducerea consumului de vârf cu 20% prin platforme digitale până în 2030** |  | **10,000** | **20,000** | **20,000** | **15,000** | **10,000** | **75,000** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri neacoperite |  | 10,000 | 20,000 | 20,000 | 15,000 | 10,000 | 75,000 |
| **Obiectiv specific 3.3: Operaționalizarea sistemelor digitale pentru 50 MW stocare până în 2029** |  | **8,000** | **15,000** | **22,000** | **25,000** | **0** | **70,000** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri acoperite din asistență externă |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costuri neacoperite |  | 8,000 | 15,000 | 22,000 | 25,000 | 0 | 70,000 |
| **Total cost program** |  | **364,500** | **338,500** | **519,800** | **310,000** | **275,000** | **1,807,800** |
| Costuri acoperite din bugetul de stat |  | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Costuri acoperite din asistență externă** |  | **207,400** | **23,300** | **16,800** | **0** | **0** | **247,500** |
| **Costuri neacoperite** |  | **157,100** | **315,200** | **503,000** | **310,000** | **275,000** | **1,560,300** |

## Secțiunea 7.2. Detalierea costurilor pe obiective specifice

1. Obiectiv General 1: Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile
2. Obiectiv specific 1.1: Modernizarea digitală a 80% din infrastructura critică energetică

Total costuri estimate: 135,000 mii lei

* Costuri acoperite din asistență externă: 42,000 mii lei
* Costuri neacoperite: 93,000 mii lei

Componentele principale:

1. RNLC (Registrul național al locului de consum) și PNME (Platforma națională de management energetic)

* Cost total estimat: 100,000 mii lei
* Distribuție: 2026 (20%) - 20,000 mii lei; 2027 (40%) - 40,000 mii lei; 2028 (40%) - 40,000 mii lei
* Status finanțare:
  + - RNLC: parțial acoperit - 7,000 mii lei disponibili prin PNUD Moldova (distribuiți proporțional: 2026 - 1,400 mii lei; 2027 - 2,800 mii lei; 2028 - 2,800 mii lei)
    - PNME: neacoperit
    - Deficit de finanțare: 93,000 mii lei - urmează identificarea resurselor din asistență externă

1. SIA SINEE (Sistemul informațional național în domeniul eficienței energetice – HG 144/2025)

* Cost total estimat: 35,000 mii lei
* Distribuție: 2026 (20%) - 7,000 mii lei; 2027 (40%) - 14,000 mii lei; 2028 (40%) - 14,000 mii lei
* Status finanțare: În mare parte acoperit prin negocieri cu GIZ și Banca Mondială.

1. Obiectiv specific 1.2: Instalarea și operaționalizarea a 500,000 contoare inteligente

Total costuri estimate: 1,194,900 mii lei

Componentele principale:

1. Contoare inteligente (500,000 unități)

* Cost total: 1,162,500 mii lei (preț mediu 2,500 lei/unitate)
* Distribuție pe ani:
  + - 2026: 65,000 contoare = 162,500 mii lei (acoperit - Guvernul Italiei/PNUD)
    - 2027: 50,000 contoare = 125,000 mii lei (acoperit)
    - 2028: 150,000 contoare = 375,000 mii lei (neacoperit)
    - 2029: 100,000 contoare = 250,000 mii lei (neacoperit)
    - 2030: 100,000 contoare = 250,000 mii lei (neacoperit)

1. Platforme HES+MDM

* Cost: 30,000 mii lei în 2026
* Status finanțare: acoperit prin PNUD Moldova

1. Studiu de fezabilitate ADMS

* Cost estimat: 2,400 mii lei
* Status finanțare: neacoperit

1. Obiectiv specific 1.3: Automatizarea proceselor operaționale critice

Pentru acest obiectiv specific, costurile nu sunt incluse în bugetul Programului. Modernizarea sistemelor industrial de control de tip SCADA, precum și cele ce țin de activitatea administrative și comercială - ERP, CRM și Billing va fi realizată de către operatori (transport și sistem, distribuție, furnizare, producere) prin propriile planuri de investiții, avizate și aprobate de ANRE, cu prezentarea justificărilor în baza studiilor de fezabilitate. Costurile estimate pentru fiecare sistem pot depăși 20-40 milioane lei moldovenești.

1. Obiectiv General 2: Consolidarea rezilienței cibernetice a infrastructurii critice energetice
2. Obiectiv specific 2.1: Înființarea și operaționalizarea Centrului Sectorial de Securitate Cibernetică în Energie (CSSCE)

Total costuri estimate: 75,000 mii lei (pentru perioada 2026-2028)

Componentele principale pentru instituirea SOC sectorial energetic:

1. Resurse umane specializate (15 posturi)

* Manager SOC/CISO sectorial, analiști SOC (L1-L2-L3), ingineri, specialiști OT
* Cost anual: 12,000-15,000 mii lei

1. Infrastructură hardware

* Servere SIEM, storage, console OT, switch-uri, firewall-uri
* Cost total: 6,000-9,000 mii lei

1. Licențe software și soluții securitate

* SIEM Enterprise, SOAR, Threat Intelligence, Vulnerability Management, etc
* Cost total: 6,700-11,800 mii lei

1. Servicii profesionale și implementare

* Design arhitectură, implementare, integrare, training
* Cost total: 5,500-9,000 mii lei

Distribuție costuri:

* 2026: 35,000 mii lei (investiție inițială majoră)
* 2027: 20,000 mii lei (operaționalizare și OPEX)
* 2028: 20,000 mii lei (OPEX și mentenanță)

Status finanțare: neacoperit în totalitate.

1. Obiectiv specific 2.2: Certificarea operatorilor conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor NIS2

Total costuri estimate: 17,900 mii lei (pentru 7 operatori de stat)

Defalcare pe tipuri de operatori:

1. Operatori mici (3 entități: CET Nord S.A., FEE Nord S.A., Î.S. Modul Hidroenergetic Costești)

* Cost per operator: 1,500-2,600 mii lei
* Total: 4,500-7,800 mii lei

1. Operatori medii (4 entități: RED Nord S.A., Termoelectrica S.A., Î.S. Moldelectrica, Energocom S.A.)

* Cost per operator: 2,200-3,600 mii lei
* Total: 8,800-14,400 mii lei

Componentele minime a certificării:

* ISO/IEC 27001 (audit și certificare)
* ISO 22301 (continuitate operațională)
* Conformitate IEC 62443, IEC 62351, NIS2
* Training personal și elaborare proceduri

Distribuție costuri:

* 2026: 7,000 mii lei (analiza decalajelor, proceduri, training)
* 2027: 9,500 mii lei (audit și certificare)
* 2028: 1,400 mii lei (supraveghere anuală)

Status finanțare: neacoperit în totalitate

Notă: Operatorii privați vor suporta costurile similare din surse proprii, conform planurilor investiționale aprobate de ANRE.

1. Obiectiv specific 2.3: Reducerea timpului de recuperare după incidente cibernetice la 4 ore

Total costuri estimate: 140,000 mii lei (pentru 7 operatori de stat)

* Costuri acoperite din asistență externă: 13,000 mii lei
* Costuri neacoperite: 127,000 mii lei

Componentele principale (20,000 mii lei per operator):

1. Soluții software de securitate

* Antivirus EDR/XDR licențiat (36 luni – subscripție și suport)
* SIEM(Managementul de securitate a informațiilor și evenimentelor) enterprise (36 luni – subscripție și suport)
* DLP (Prevenirea pierderii de date) (36 luni – subscripție și suport)

1. Infrastructură hardware redundantă

* Core switches în regim HA (36 luni – subscripție și suport)
* Firewall-uri(paravane de protecție) enterprise HA (36 luni – subscripție și suport)
* Servere și sisteme de stocare HA (36 luni – subscripție și suport)

1. Servicii de implementare

* Instalare și configurare
* Ajustare(reglaj) fină
* Transferul de cunoștințe

Distribuție costuri:

* 2026: 70,000 mii lei (50% din investiție)
* 2027: 70,000 mii lei (50% din investiție)

Status finanțare:

* Parțial acoperit - 13,000 mii lei confirmate de la PNUD Moldova
* Deficit de finanțare: 127,000 mii lei

Notă: Operatorii privați vor implementa măsuri similare din resurse proprii, cu costuri estimate de 20-40 milioane lei per operator.

1. Obiectiv General 3: Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive
2. Obiectiv specific 3.1: Creșterea capacității de integrare a surselor regenerabile la 600 MW

Total costuri estimate: 100,000 mii lei (pentru perioada 2026-2030)

Sisteme digitale pentru gestionarea variabilității producției regenerabile:

1. Sistem de prognoză meteo avansată cu AI(inteligență artificială)

* Predicție producție eoliană și solară cu acuratețe >95%
* Integrare date geospațiale și stații meteo locale
* Cost estimat: 15,000-20,000 mii lei
* Beneficii: Reducerea dezechilibrelor cu 40%, optimizarea dispecerizării

1. Virtual Power Plant (VPP) - Centrală electrică virtuală

* Agregarea și optimizarea a 300+ surse distribuite
* Management centralizat al prosumatorilor
* Cost estimat: 25,000-30,000 mii lei
* Beneficii: Creșterea flexibilității sistemului, participare la piața de echilibrare

1. Sisteme industrial de control SCADA dedicate pentru parcuri regenerabile

* Monitorizare și control în timp real
* Integrare cu sistemul național de dispecerizare
* Cost estimat: 20,000-25,000 mii lei
* Beneficii: Timp de răspuns <1 secundă, conformitate cod de rețea

1. Energy Management System (EMS) avansat

* Optimizare multi-obiectiv (cost, emisii, stabilitate)
* Algoritmi de machine learning pentru balansare
* Cost estimat: 25,000-30,000 mii lei
* Beneficii: Reducerea costurilor de balansare cu 30%

Distribuție costuri:

* 2026: 15,000 mii lei (studii, design, pilot)
* 2027-2028: câte 25,000 mii lei/an (implementare)
* 2029-2030: câte 17,500 mii lei/an (extindere, optimizare)

Status finanțare: neacoperit în totalitate

1. Obiectiv specific 3.2: Reducerea consumului de vârf cu 20% prin platforme digitale

Total costuri estimate: 75,000 mii lei (pentru perioada 2026-2030)

Platforme digitale pentru managementul cererii:

1. Sistem de gestionare a răspunsului la cerere (Demand Response Management System - DRMS)

* Platformă centralizată pentru 100,000+ consumatori
* Automatizare evenimente DR(răspuns la cerere) și compensații
* Cost estimat: 20,000-25,000 mii lei
* Beneficii: Reducere vârf 100-150 MW, economii 200 mil. MDL/an

1. Sistem de tarife dinamice în timp real

* Tarifare orară/15 minute bazată pe piața spot
* Integrare cu contoarele inteligente
* Cost estimat: 15,000-20,000 mii lei
* Beneficii: Stimulare consum în ore cu producție regenerabilă mare

1. Aplicații mobile pentru consumatori

* Vizualizare consum, tarife, recomandări
* Gamificare și recompense pentru economii
* Cost estimat: 10,000-12,000 mii lei
* Beneficii: Engagement 40% consumatori, reducere consum 10-15%

1. Agregatori de flexibilitate

* Platforme pentru agregarea consumatorilor mici
* Participare la piețe de servicii de sistem
* Cost estimat: 18,000-20,000 mii lei
* Beneficii: Valorificare flexibilitate 50+ MW

Distribuție costuri:

* 2026: 10,000 mii lei (dezvoltare platforme pilot)
* 2027-2028: câte 20,000 mii lei/an (implementare la nivel național)
* 2029-2030: câte 12,500 mii lei/an (optimizare, noi funcționalități)

Status finanțare: neacoperit în totalitate

1. Obiectiv specific 3.3: Operaționalizarea sistemelor digitale pentru 50 MW stocare

Total costuri estimate: 70,000 mii lei (pentru perioada 2026-2029)

Sisteme digitale pentru gestionarea stocării:

1. Sistem de gestionare a bateriilor (Battery Management System - BMS) centralizat

* Monitorizare și control pentru 20+ locații stocare
* Optimizare durată de viață baterii
* Cost estimat: 15,000-18,000 mii lei
* Beneficii: Extindere durată viață cu 20%, eficiență >90%

1. Platformă de gestionare a stocării energiei(Energy Storage Management Platform)

* Optimizare încărcare/descărcare bazată pe AI
* Participare automată la multiple piețe
* Cost estimat: 20,000-25,000 mii lei
* Beneficii: Venituri 50+ mil. MDL/an din servicii de sistem

1. Sistem de prognoză și optimizare stocare

* Predicție prețuri, cerere, producție din surse regenerabile de energie (Renewable Energy Sources)
* Strategii optimale de tranzacționare
* Cost estimat: 12,000-15,000 mii lei
* Beneficii: Maximizare profit, ROI <5 ani

1. Platformă de agregare stocare distribuită

* Coordonare baterii rezidențiale și comerciale
* Virtual battery de 10+ MW
* Cost estimat: 10,000-12,000 mii lei
* Beneficii: Utilizare optimă a resurselor distribuite

Distribuție costuri:

* 2026: 8,000 mii lei (studii fezabilitate, design)
* 2027: 15,000 mii lei (dezvoltare platforme)
* 2028: 22,000 mii lei (implementare și integrare)
* 2029: 25,000 mii lei (extindere capacitate)

Status finanțare: neacoperit în totalitate

Notă: Implementarea acestor sisteme digitale este esențială pentru atingerea țintelor naționale de 30% energie regenerabilă și reducere emisii cu 70% până în 2030. Investițiile în infrastructura digitală pot genera economii estimate de peste 500 mil. MDL anual prin optimizarea sistemului energetic.

1. Note importante pentru considerare privind finanțarea Programului
2. Deficit de finanțare identificat: 1,560,300 mii lei (86.3% din costul total al programului)
3. Surse de finanțare confirmate: 247,500 mii lei (13.7%)

* Guvernul Italiei prin PNUD: 192,500 mii lei pentru contoare inteligente și platforme HES+MDM
* GIZ și Banca Mondială: 35,000 mii lei pentru SIA SINEE
* PNUD Moldova: 7,000 mii lei pentru RNLC
* PNUD Moldova: 13,000 mii lei pentru reziliența cibernetică (OS 2.3)

1. Necesități urgente de finanțare:

* Obiectiv General 1: 1,095,400 mii lei
  + - RNLC și PNME: 93,000 mii lei
    - Contoare inteligente (2027-2030): 1,000,000 mii lei
    - Studiu ADMS: 2,400 mii lei
* Obiectiv General 2: 219,900 mii lei
  + - Centrul Sectorial de Securitate Cibernetică (CSSCE): 75,000 mii lei
    - Certificarea ISO/IEC 27001 și NIS2: 17,900 mii lei
    - Modernizarea securității cibernetice: 127,000 mii lei
* Obiectiv General 3: 245,000 mii lei
  + - Sisteme de integrare surse regenerabile: 100,000 mii lei
    - Platforme management cerere: 75,000 mii lei
    - Sisteme gestionare stocare: 70,000 mii lei

1. Abordarea și explorarea oportunităților pentru asigurarea finanțării
2. Intensificarea dialogului cu partenerii de dezvoltare pentru acoperirea deficitului de finanțare, cu accent pe:

* Fondul European de apărare pentru componenta de securitate cibernetică
* Programele NATO pentru protecția infrastructurii critice
* Facilitățile UE pentru conformitate NIS2
* Fondul pentru modernizare UE și Green Deal pentru OG3
* BERD, BEI pentru infrastructura verde digitală

1. Explorarea posibilităților de co-finanțare din bugetul de stat pentru componentele critice de securitate națională
2. Dezvoltarea unor mecanisme de finanțare inovatoare:

* Parteneriate public-privat pentru infrastructura de contorizare inteligentă
* Credite concesionale pentru modernizarea securității cibernetice
* Scheme de partajarea costurilor între operatori pentru CSSCE
* Green bonds(obligațiuni verzi) pentru sistemele de integrare regenerabile
* Partajarea veniturilor pentru platformele de flexibilitate

1. Prioritizarea implementării în funcție de resursele disponibile:

* Prioritate 1: Securitatea cibernetică și CSSCE (cerință legală și operațională urgentă)
* Prioritate 2: Contorizarea inteligentă (impact direct asupra consumatorilor)
* Prioritate 3: Sisteme pentru integrare regenerabile (angajamente climatice)
* Prioritate 4: Platforme management cerere și stocare

1. Coordonarea cu ANRE pentru:

* Includerea costurilor de securitate cibernetică în tarifele reglementate
* Crearea unui mecanism de recuperare a investițiilor în digitalizare și investiții smart
* Stimulente tarifare pentru participarea la programe de flexibilitate

1. Accesarea fondurilor climatice internaționale:

* Fondul verde pentru climă (GCF)
* Facilitatea de investiții pentru vecinătate (NIF)
* Instrumentele de finanțare a tranziției juste

1. Monitorizarea și raportarea valorificării resurselor financiare

Implementarea compartimentului de costuri va fi monitorizată trimestrial, cu raportare anuală către Guvern privind:

* Gradul de absorbție a fondurilor alocate
* Progresul în mobilizarea resurselor neacoperite
* Ajustările necesare în funcție de evoluția prețurilor și disponibilitatea finanțării
* Conformitatea cu cerințele de securitate cibernetică și termenele legale (Legea 48/2023, NIS2)
* Statusul certificărilor ISO/IEC pentru operatorii de infrastructură critică
* Progresul în integrarea surselor regenerabile și reducerea emisiilor
* Impactul asupra consumatorilor vulnerabili și măsurile de incluziune

1. Note metodologice
2. Perioada de implementare pentru anii 2026-2030, cu accent pe primii 3 ani pentru componentele critice.
3. Actualizarea costurilor estimate vor fi revizuite anual în funcție de evoluția tehnologică și prețurilor de piață.
4. Operatorii privați nu sunt incluși în estimările de costuri, aceștia urmând să-și planifice investițiile prin planuri proprii de investiții aprobate de ANRE.
5. Sinergii și economii de scară prin implementarea integrată a celor trei obiective generale poate genera economii estimate de 10-15% față de implementarea separate.
6. Rezumat executiv al impactului programului

Investiție totală: 1,807,800 mii lei (aproximativ 90.4 milioane EUR)

Beneficii estimate:

* Reducerea pierderilor tehnice cumulative pe tot lanțul valoric tehnologic de până la 40%, care pot genera economii consolidate de circa150 mil. MDL/an
* Reducerea costurilor operaționale pentru toți operatorii cu 20-25%, ce la rândul său pot genera economii de până la 200 mil. MDL/an
* Integrarea a 600 MW surse regenerabile prin investiții private de peste 2 miliarde MDL
* Reducerea emisiilor CO2 cu 2.5 mil. tone/an până în 2030
* Crearea a peste 100 locuri de muncă în sectorul digital-energetic
* Îmbunătățirea calității serviciilor pentru 1.2 milioane consumatori.

Perioada de recuperare a investiției: 5-7 ani prin economiile generate și veniturile suplimentare.

Riscuri principale:

* Disponibilitatea finanțării externe (86.3% din buget neacoperit),
* Capacitatea de absorbție și implementare a operatorilor.

# **CAPITOLUL VIII**

# **RISCURI DE IMPLEMENTARE**

1. Managementul proactiv al riscurilor este esențial pentru implementarea cu succes a prezentului Program, prin provocările inevitabile ale unei transformări de această amploare. Acest capitol prezintă o evaluare comprehensivă a riscurilor potențiale, utilizând metodologii calitative și cantitative aliniate standardelor internaționale ISO 31000 și practicilor avansate dn Planul de acțiune UE pentru digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552 final). Cu un buget dedicat de circa 20% din costul total al Programului prevăzut pentru managementul riscurilor, structuri clare de guvernanță și măsuri proactive de mitigare, probabilitatea de succes a Programului este estimată la peste 85%, semnificativ peste media europeană de 65% înregistrată în proiecte similare.

## Secțiunea 8.1. Cadrul metodologic de evaluare a riscurilor

1. Scala de evaluare a probabilității (P):

* **Scăzută** (< 20%): puțin probabil să se manifeste în perioada 2026-2030
* **Medie** (20-50%): posibil să apară în anumite condiții
* **Ridicată** (> 50%): foarte probabil să se materializeze

1. Scala de evaluare a impactului (I):

* **Scăzut: i**mpact minor, întârzieri sub 3 luni, costuri suplimentar < 5% din buget
* **Mediu: i**mpact moderat, întârzieri 3-6 luni, costuri 5-15% din buget
* **Ridicat: i**mpact major, întârzieri > 6 luni, costuri > 15% din buget

1. Scorul riscurilor este evaluat prin multiplicarea a două criterii:

* **Scor risc = Probabilitate × Impact** (valori între 1-9)

1. Categorii de risc și tipuri de răspuns recomandat:

* Risc scăzut (1-2): acceptare și monitorizare periodică
* Risc mediu (3-4): elaborare plan de contingență și monitorizare activă
* Risc ridicat (6-9): aplicare măsuri corective și prevenire imediate

## Secțiunea 8.2. Riscuri tehnologice (RT)

1. RT1: Întârzieri majore în implementarea tehnologiilor digitale avansate
2. Descriere: complexitatea soluțiilor de tip smart grid, AI și IoT poate genera întârzieri semnificative în implementare.
3. Evaluare: probabilitate = 3 (ridicată), impact = 3 (ridicat), scor = 9
4. Cauze potențiale:

* dependența de furnizori externi specializați din afara țării
* lipsa expertizei locale în tehnologii avansate pentru domeniul energetic
* integrare dificilă cu sistemele existente (legacy)
* evoluția rapidă a cerințelor tehnice și standardelor

1. Măsuri de atenuare:

* implementare etapizată, prin proiecte pilot scalabile
* clauze contractuale de penalizare pentru întârzieri
* obligația de transfer de know-how în toate contractele de achiziții
* alocare de rezervă de timp de 20% în fiecare fază de execuție
* formarea de grupuri de lucru mixte (experți locali + internaționali)

1. Responsabil: Ministerul Energiei, Unitatea de Implementare a Programului
2. Termen: monitorizare continuă
3. RT2: Vulnerabilități și incidente cibernetice
4. Descriere: nivelul ridicat de digitalizare expune infrastructura critică energetică la atacuri cibernetice sofisticate, cu potențial impact sever.
5. Evaluare: probabilitate = 2 (medie), impact = 3 (ridicat), scor = 6
6. Cauze potențiale:

* creșterea suprafeței de atac prin conectivitate extinsă
* complexitatea crescândă a amenințărilor APT (Advanced Persistent Threats)
* vulnerabilități de tip zero-day în tehnologii noi
* erori umane în configurarea sau operarea sistemelor IT/OT

1. Măsuri de atenuare:

* operaționalizarea Centrului SOC sectorial operațional până în 2026 (funcționare 24/7/365)
* audituri de securitate obligatorii înainte de punerea în funcțiune a sistemelor
* programe de tip bug bounty pentru detectarea proactivă a vulnerabilităților
* soluții de backup și recuperare ce respectă RTO (Recovery Time Objective) < 4 ore
* asigurare obligatorie pentru riscuri cibernetice
* exerciții de simulare a incidentelor cibernetice trimestriale

1. Responsabil: Agenția Națională pentru Securitate Cibernetică, CSSCE
2. Termen: implementare până în Q4 2026
3. RT3: Depășirea rapidă a tehnologiilor implementate
4. Descriere: tehnologiile implementate pot deveni depășite înainte de amortizarea investiției.
5. Evaluare: probabilitate = 2 (medie), impact = 2 (mediu), scor = 4
6. Măsuri de atenuare:

* utilizare arhitectură modulară, scalabilă și interoperabilă
* introducere clauze de upgrade tehnologic în contractele de mentenanță
* alocare buget anual de 5% pentru modernizări tehnologice
* dezvoltare parteneriate strategice cu furnizori de tehnologie

## Secțiunea 8.3. Riscuri financiare (RF)

1. RF1: Finanțare insuficientă sau întârziată
2. Descriere: lipsa fondurilor necesare sau întârzierile în mobilizarea acestora pot afecta implementarea completă și la timp a Programului.
3. Evaluare: probabilitate = 2 (medie), impact = 3 (ridicat), scor = 6
4. Cauze potențiale:

* constrângeri bugetare la nivel național
* întârzieri în aprobarea sau debursarea fondurilor UE
* creșterea prețurilor față de estimările inițiale
* fluctuații valutare nefavorabile

1. Măsuri de atenuare:

* diversificarea surselor de finanțare: 40% buget național, 40% fonduri UE, 20% PPP
* implementare fazayă, cu puncte de decizie ”go/no-go” în funcție de finanțare disponibilă
* constituirea unui fond de contingență la 10–15%, conform bunelor practici în proiecte IT critice
* mecanisme de prefinanțare pentru proiecte prioritare
* aplicarea instrumentelor de hedging valutar pentru contractele în valută

1. Responsabil: Ministerul Finanțelor, Ministerul Energiei
2. Termen: revizuire trimestrială
3. RF2: Depășiri de costuri și cheltuieli neeligibile sau neprevăzute
4. Descriere: apariția unor costuri suplimentare, erori de planificare sau cheltuieli neeligibile pot compromite capacitatea de finalizare Programului în limitele bugetare.
5. Evaluare: probabilitate = 3 (ridicată), impact = 2 (mediu), scor = 6
6. Măsuri de atenuare:

* utilizare contracte cu preț fix pentru componente majore și critice
* audit financiar preventiv trimestrial
* sistem de alertă timpurie privind depășirile bugetare > 5% pe componente
* training specializat pentru managerii de proiect privind eligibilitatea cheltuielilor conform regulilor finanțatorilor
* verificare ex-ante obligatorie a cheltuielilor mai mari de 100.000 MDL

## Secțiunea 8.4. Riscuri de reglementare și conformitate (RR)

1. RR1: Modificări legislative și de reglementare
2. Descriere: schimbări în cadrul normativ național sau european care necesită ajustări majore ale Programului.
3. Evaluare: probabilitate = 3 (ridicată), impact = 2 (mediu), scor = 6
4. Cauze potențiale:

* evoluția rapidă a legislației UE (Green Deal, Fit for 55)
* modificări în standardele de securitate cibernetică
* noi cerințe de protecție a datelor
* schimbări politice și de prioritizare

1. Măsuri de atenuare:

* grup de lucru permanent pentru monitorizare legislativă
* consultări periodice cu Comisia Europeană
* flexibilitate contractuală pentru adaptări legislative
* rezervă de timp și buget pentru conformare
* participare activă în procesele de consultare

1. Responsabil: Cancelaria de Stat, Ministerul Energiei
2. Termen: Monitorizare continuă
3. RR2: Întârzieri birocratice și administrative
4. Descriere: procese administrative complexe care întârzie implementarea.
5. Evaluare: probabilitate = 3 (ridicată), impact = 2 (mediu), scor = 6
6. Măsuri de atenuare:

* ghișeu unic digital pentru autorizații în domeniul energetic
* digitalizarea completă a proceselor administrative
* termene maxime obligatorii pentru emitere avize (30 zile)
* mecanisme de escaladare și alertă ăn caz de blocaje procedurale
* asistență juridică dedicată pentru gestionarea aspectelor procedurale și contestații

## Secțiunea 8.5. Riscuri de resurse umane (RU)

1. RU1: Lipsa competențelor digitale specializate
2. Descriere: lipsa acută de specialiști calificați în tehnologii digitale avansate pentru domeniul energiei.
3. Evaluare: probabilitate = 3 (ridicată), impact = 3 (ridicat), scor = 9
4. Cauze potențiale:

* emigrarea continuă a specialiștilor IT
* competiție salarială din partea sectorului privat
* lipsa programelor educaționale adaptate
* cerere globală ridicată pentru astfel de competențe

1. Măsuri de atenuare:

* program național de burse pentru studii în domeniul energiei digitale (500 burse/an)
* parteneriate cu universități tehnice pentru programe dedicate (Smart Energy, Cyber-Energy Engineering)
* scheme de retenție în sectorul public (bonusuri, dezvoltare profesională)
* atragere de expertiză pe termen scurt (consultanți)
* programe de reconversie profesională (2.000 persoane/an)
* salarii competitive pentru poziții critice

1. Responsabil: Ministerul Educației și Cercetării, Ministerul Energiei
2. Termen: lansare Q1 2026
3. RU2: Rezistența la schimbare organizațională
4. Descriere: rezistența angajaților și managementului față de transformarea digitală.
5. Evaluare: Probabilitate = 2 (Medie), Impact = 2 (Mediu), Scor = 4
6. Măsuri de atenuare:

* campanii interne de comunicare și conștientizare
* programe structurate de change management în fiecare organizație
* stimulente organizaționale pentru adoptarea timpurie a noilor soluții digitale
* Identificarea și recompensarea "campionilor digitali"
* Garanții de reconversie și reîncadrare pentru personalul afectat

## Secțiunea 8.6. Riscuri operaționale (RO)

1. RO1: Întreruperi de serviciu în timpul tranziției
2. Descriere: perturbări ale furnizării energiei în perioada de migrare către sisteme noi.
3. Evaluare: probabilitate = 2 (Medie), impact = 3 (ridicat), Scor = 6
4. Măsuri de atenuare:

* strategii de migrare cu funcționare paralelă a sistemelor vechi și noi
* testare riguroasă înainte de trecerea în producție (switchover)
* planuri de rollback documentate, testate și actualizate periodic
* comunicare proactivă și transparentă cu consumatorii
* mecanisme de automate de compensare pentru întreruperi

1. RO2: Lipsa interoperabilității între sisteme
2. Descriere: sisteme digitale care nu comunică eficient între ele.
3. Evaluare: probabilitate = 2 (medie), impact = 2 (mediu), scor = 4
4. Măsuri de atenuare:

* impunere standarde tehnice obligatorii pentru toate procedurile de achiziție
* teste de integrare și interoperabilitate înainte de acceptanță
* API-uri deschise și standardizate pentru toate sistemele
* clauze contractuale cu penalități pentru neconformitate

## Secțiunea 8.7. Riscuri externe (RE)

1. RE1: Instabilitate geopolitică și economică
2. Descriere: conflicte regionale, crize economice globale sau pandemii care pot afecta implementarea Programului.
3. Evaluare: probabilitate = 2 (medie), impact = 3 (ridicat), scor = 6
4. Măsuri de atenuare:

* diversificarea furnizorilor și a rutelor logistice pentru echipamente și servicii critice
* stocuri strategice pentru componente esențiale
* planuri de continuitate operațională actualizate anual
* asigurări pentru riscuri politice
* clauze de forță majoră echilibrate și executabile

## Secțiunea 8.8. Riscuri sociale (RS)

1. RS1: Excluziune digitală a grupurilor vulnerabile
2. Descriere: gospodăriile vulnerabile riscă să fie excluse de la beneficiile digitalizării energetice din cauza lipsei competențelor digitale, a accesului limitat la internet și dispozitive, precum și a barierelor financiare pentru adoptarea tehnologiilor noi. Această excluziune poate aprofunda inegalitățile existente, creând o diviziune între consumatorii care pot beneficia de tarife dinamice, monitorizare inteligentă și eficiență energetică, și cei care rămân captivi în sistemul tradițional cu costuri mai mari.
3. Evaluare: probabilitate = 3 (ridicată), impact = 3 (ridicat), scor = 9
4. Măsuri de atenuare:

* înființarea centrelor de asistență digitală în primării și oficii poștale pentru suport gratuit
* dezvoltarea interfețelor simplificate și multilingve (română, rusă, găgăuză, ucraineană) cu design adaptat pentru vârstnici și persoane cu dizabilități
* linie telefonică gratuită 8/5 pentru asistență și alternativă non-digitală pentru servicii esențiale

1. RS2: Creșterea tarifelor în perioada de tranziție
2. Descriere: investițiile masive necesare pentru digitalizarea infrastructurii (1.5 miliarde MDL) pot genera presiuni tarifare semnificative în perioada 2026-2028, cu creșteri estimate de 10-15% peste inflație. Această creștere va afecta disproporționat gospodăriile cu venituri reduse care alocă deja 15-25% din buget pentru energie, riscând să împingă aceste gospodării în sărăcie energetică înainte ca beneficiile digitalizării să devină vizibile.
3. Evaluare: probabilitate = 3 (ridicată), impact = 2 (mediu), scor = 6
4. Măsuri de atenuare:

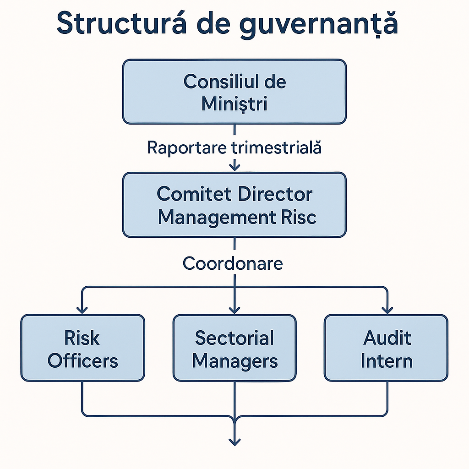
* fond de compensare pentru protejarea gospodăriilor vulnerabile
* implementare graduală pe zone, începând cu cele cu potențial maxim de economii
* tarife sociale diferențiate automate pentru consumatori vulnerabili identificați prin baze de date integrate
* plafonare temporară a creșterilor tarifare la max. 5% pe an peste inflație
* campanie de comunicare transparentă despre beneficiile pe termen mediu și lung

1. RS3: Dezinformare și rezistență publică la schimbare
2. Descriere: lipsa înțelegerii beneficiilor digitalizării, combinată cu temerile legate de securitatea datelor personale, radiații de la contoare inteligente și costuri ascunse, poate genera o rezistență semnificativă din partea a 20-30% din consumatori. Campaniile de dezinformare, amplificate prin social media, pot întârzia sau bloca implementarea în anumite comunități, compromițând beneficiile sistemice ale digitalizării.
3. Evaluare: probabilitate = 2 (medie), impact = 2 (mediu), scor = 4
4. Măsuri de atenuare:

* campanie națională de informare folosind toate canalele media
* program de ambasadori comunitari locali formați pentru a explica beneficiile
* transparență totală privind datele colectate și utilizarea lor, cu audit independent anual
* parteneriate cu societatea civilă și organizații de consumatori pentru credibilitate
* fact-checking rapid și contracararea dezinformării prin canale oficiale verificate.

## Secțiunea 8.9. Plan de management al riscurilor

1. Structura de guvernanță
2. Comitet de risc: întruniri lunare, raportare trimestrială către Guvern
3. Manager de risc: dedicat Programului, raportează direct Secretarului de Stat
4. Responsabili de risc: desemnat în fiecare instituție implementatoare



1. Proces continuu de management și monitorizare

*Tabelul 30*

| **Fază** | **Activități** | **Frecvență** | **Instrumente** | **Ieșire** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Identificare** | • Brainstorming  • Analiza trenduri  • Benchmarking UE | Lunar | Ateliere de lucru privind riscurile | Registrul de riscuri |
| **Evaluare** | • Scor P×I  • Analiza cause  • Simulări Monte Carlo | Trimestrial | Matricea de risc | Hartă termică |
| **Tratare** | • Planuri mitigare  • Alocări resurse  • Responsabili | Continuu | RACI matrice | Planuri de acțiune |
| **Monitorizare** | • KRI urmărire  • Avertismente timpurii  • Tablouri de bord | În timp real | BI platforme | Alerte |
| **Raportare** | • Rezumat executiv  • Analiza tendințelor  • Recomandări | Lunar | Șabloane | Rapoarte de risc |

## Secțiunea 8.10. Criterii de monitorizare a riscurilor

1. În cadrul Programului se propun următoarele criterii cheie de monitorizare a riscurilor(KRI) și pragurile de alertă:

*Tabelul 31*

| **KRI** | **Descriere** | **Verde** | **Galben** | **Roșu** | **Frecvență** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **KRI-1** | Riscuri materializate/trimestru | <2 | 2-4 | >4 | Trimestrial |
| **KRI-2** | Timp răspuns la risc (zile) | <5 | 5-10 | >10 | Per incident |
| **KRI-3** | Cost riscuri/buget total (%) | <3% | 3-5% | >5% | Lunar |
| **KRI-4** | Eficacitate mitigare (%) | >80% | 60-80% | <60% | Trimestrial |
| **KRI-5** | Proiecte în risc critic (#) | 0 | 1-2 | >2 | Săptămânal |
| **KRI-6** | Competențe acoperite (%) | >90% | 70-90% | <70% | Lunar |
| **KRI-7** | Securitate - incidente majore | 0 | 1-2 | >2 | Lunar |
| **KRI-8** | Părți interesate - satisfacție | >80% | 60-80% | <60% | Trimestrial |

## Secțiunea 8.11. Lecții învățate și îmbunătățire continuă

1. În cadrul Programului se propun următoarele mecanisme privind lecțiile învățate și îmbunătățire continuă a managementului riscurilor:
2. crearea unui registru centralizat al lecțiilor învățate + cazuri documentate
3. revizuire și analiză semestrială a eficacității măsurilor și modelelor recurente
4. analiză comparativă cu programe similare din UE
5. actualizare anuală a metodologiei de evaluare și management al riscurilor

## Secțiunea 8.12. Matricea vizuală a riscurilor

1. Harta termică a riscurilor identificate (Probabilitate × Impact)

*Tabelul 32*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Impact → Probabilitate ↓** | **Scăzut (1)** | **Mediu (2)** | **Ridicat (3)** |
| **Ridicat (3)** | **3** | **RF2, RR1,  RR2, RS2 (6)** | **RT1, RU1, RS1 (9)** |
| **Mediu (2)** | **2** | **RT3, RU2,  RO2, RS3 (4)** | **RT2, RF1,  RO1, RE1 (6)** |
| **Scăzut (1)** | **1** | **2** | **3** |

1. Registrul detaliat al riscurilor

*Tabelul 33*

| **Cod** | **Denumire risc** | **P** | **I** | **Scor (P x I)** | **Măsuri de atenuare** | **Responsabil** | **Termen** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **RT1** | **Întârzieri implementare tehnologii** Complexitate tehnică smart grid, AI, IoT | 3 | 3 | **9** | * Implementare etapizată prin proiecte pilot * Contracte cu penalități pentru întârzieri * Transfer obligatoriu de know-how * Rezervă timp 20% în planificare | Ministerul Energiei UIP | Continuu |
| **RT2** | **Vulnerabilități cibernetice** Atacuri asupra infrastructurii critice | 2 | 3 | **6** | * Centru SOC 24/7 din 2026 * Audituri securitate obligatorii * Sisteme backup cu RTO < 4h * Asigurare riscuri cibernetice | ANSC CSSCE | Q4 2026 |
| **RT3** | **Obsolescență tehnologică** Tehnologii depășite înainte de amortizare | 2 | 2 | **4** | * Arhitectură modulară și scalabilă * Clauze upgrade în contracte * Buget 5% anual pentru modernizări | Ministerul Energiei  Operatorii | Anual |
| **RF1** | **Finanțare insuficientă** Lipsa fondurilor pentru implementare completă | 2 | 3 | **6** | * Diversificare: 40% național, 40% UE, 20% PPP * Implementare fazată cu puncte go/no-go * Rezervă 15% pentru contingențe * Hedging valutar | Ministerul Finanțelor Ministerul Energiei | Trimestrial |
| **RF2** | **Depășiri costuri** Cheltuieli neprevăzute și neeligibile | 3 | 2 | **6** | * Contracte cu preț fix * Audit financiar trimestrial * Early warning pentru depășiri >5% * Verificare ex-ante >100k MDL | UIP Audit Intern | Continuu |
| **RR1** | **Modificări legislative** Schimbări cadru legal național/UE | 3 | 2 | **6** | * Grup lucru monitorizare legislativă * Consultări regulate cu CE * Flexibilitate contractuală * Participare în consultări publice | Cancelaria de Stat Ministerul Energiei | Continuu |
| **RR2** | **Întârzieri birocratice** Procese administrative complexe | 3 | 2 | **6** | * Ghișeu unic pentru autorizații * Digitalizare procese administrative * Termene maxime 30 zile * Asistență juridică dedicată | ANRE Min. Energiei | Q2 2026 |
| **RU1** | **Deficit competențe digitale** Lipsa specialiști calificați | 3 | 3 | **9** | * 500 burse/an pentru studii specializate * Parteneriate cu universități * Reconversie 2.000 persoane/an * Salarii competitive poziții critice | Min. Educației Min. Energiei | 2026 |
| **RU2** | **Rezistență la schimbare** Opoziție față de transformare digitală | 2 | 2 | **4** | * Campanii comunicare și conștientizare * Change management în fiecare organizație * Identificare "campioni digitali" * Garanții reconversie personal | Toți operatorii | Continuu |
| **RO1** | **Întreruperi serviciu** Perturbări în timpul migrării | 2 | 3 | **6** | * Migrare cu sisteme paralele * Teste extensive pre-switchover * Planuri detaliate rollback * Compensații automate | Operatori distribuție | La migrare |
| **RO2** | **Lipsă interoperabilitate** Sisteme care nu comunică între ele | 2 | 2 | **4** | * Standarde tehnice obligatorii * Teste integrare pre-acceptanță * API-uri standardizate * Penalități pentru neconformitate | Toți operatorii  UIP ANRE  Min. Energiei | Continuu |
| **RE1** | **Instabilitate geopolitică** Conflicte, crize economice, pandemii | 2 | 3 | **6** | * Diversificare furnizori și rute * Stocuri strategice componente critice * Planuri continuitate actualizate * Asigurări riscuri politice | Consiliul Suprem de Securitate | Anual |
| **RS1** | **Excluziune digitală a grupurilor vulnerabile** | 3 | 3 | **9** | * Centre de asistență * Interfețe simplificate și multilingve * Suport telefonic 8/5 | ANRE, ME |  |
| **RS2** | **Creșterea tarifelor în perioada de tranziție** | 3 | 2 | **6** | * Fond compensare * Implementare graduală pe zone * Tarife sociale diferențiate * Plafonare temporară a tarifelor * Campanie de comunicare transparentă | ME, MF | Continuu |
| **RS3** | **Dezinformare și rezistență publică la schimbare** | 2 | 2 | **4** | * Campanie națională de informare * Ambasadori comunitari * Transparență date colectate și utilizate * Parteneriate cu societatea civială | Min. Energiei, CS, Operatori | Continuu |

# **CAPITOLUL IX**

# **AUTORITĂȚI ȘI INSTITUȚII RESPONSABILE**

1. Realizarea cu succes a prezentului Programdepinde fundamental de existența unei structuri de guvernanță clare, eficiente și responsabile, care să definească arhitectura instituțională, rolurile și responsabilitățile specifice ale fiecărei autorități implicate, precum și mecanismele de coordonare și monitorizare a performanței, în conformitate cu bunele practici europene cuprinse în Planului de acțiune UE pentru digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552 final).

## Secțiunea 9.1. Structura de guvernanță a Programului

1. Comitetul național de coordonare (CNC)
2. Componență și structură:

*Tabelul 34*

| **Funcție** | **Titular** | **Rol principal** |
| --- | --- | --- |
| **Președinte** | Prim-ministru | Decizie strategică |
| **Vicepreședinte** | Ministrul Energiei | Coordonare executivă |
| **Membri permanenți** | • Min. Dezvoltării Economice și Digitalizării  • Min. Finanțelor  • Min. Educației și Cercetării  • Min. Muncii și Protecției Sociale | Politici sectoriale |
| **Membri consultanți** | • Director ANSC  • Director ANRE  • Director SIS | Expertiză tehnică și securitate |
| **Secretariat** | Cancelaria de Stat | Suport administrativ |

1. Atribuții principale:

* aprobarea deciziilor strategice cu impact major asupra Programului
* monitorizarea trimestrială a progresului general al Programului față de indicatorii asumați
* soluționarea escaladărilor și conflictelor interministeriale

1. aprobarea realocărilor bugetare majore (>10% din bugetul anual)validarea parteneriatelor strategice internaționale

Frecvența întrunirilor: trimestrial(ordinare) sau la necesitate(extraordinare)

1. Unitatea de implementare a Programului (UIP)

Unitatea de Implementare a Programului va fi constituită ca o structură specializată în cadrul Ministerului Energiei, conform bunelor practici internaționale privind gestionarea programelor complexe de transformare digitală. Experiența programelor similare din țările UE demonstrează că rata de succes crește de la 35% la peste 80% atunci când există o unitate dedicată de management al programului.

1. Structură organizațională și justificare personal

*Tabelul 35*

| **Departament** | **Personal** | **Responsabilități cheie** | **Justificare necesitate** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Management Executiv** | 1 Director  1 Director Adjunct | • Coordonare strategică și operațională  • Interfață cu CNC și Guvernul  • Relații cu partenerii de dezvoltare  • Decizii executive și gestionare riscuri | Programul de 1.8 miliarde MDL necesită conducere executivă dedicată cu experiență în programe internaționale similare |
| **Departament Tehnic** | 1 Manager Tehnic  2 Specialiști IT/OT  1 Specialist Securitate Cibernetică  1 Specialist Integrare Sisteme | • Supervizare tehnică implementare  • Asigurare standarde și interoperabilitate  • Validare livrabile tehnice  • Coordonare cu operatorii | Complexitatea tehnică (3 obiective generale, 9 obiective specifice) necesită expertiză multidisciplinară permanentă |
| **Departament Financiar** | 1 Manager Financiar  2 Specialiști Financiari | • Planificare și execuție bugetară  • Raportare financiară conform cerințelor donatorilor  • Audit și control intern  • Cash-flow management | Gestionarea a 5+ surse de finanțare și 86% deficit necesită capacitate financiară robustă |
| **Departament Achiziții** | 1 Manager Achiziții  1 Specialist Achiziții | • Planificare achiziții multianuale  • Proceduri conforme legislației naționale și cerințelor donatorilor  • Managementul contractelor complexe | Peste 50 de contracte majore estimate necesită expertiză specializată în achiziții publice internaționale |
| **Departament M&E** | 1 Specialist Senior M&E  1 Analist Date | • Sistem de monitorizare digitalizat  • Dashboard executiv real-time  • Raportare trimestrială  • Evaluări de impact | 45+ indicatori de monitorizat necesită sistem profesional de M&E |
| **Comunicare și Vizibilitate** | 1 Manager Comunicare  1 Specialist Digital/Social Media | • Strategie de comunicare integrate  • Website și platforme digitale  • Evenimente și campanii publice  • Gestionare schimbare | Succesul programului depinde de adoptarea de către 1.2 mil. consumatori |
| **TOTAL** | **16 specialiști** | **Capacitate operațională completă** | **Structură minimă pentru program de această anvergură** |

1. Estimare costuri operaționale UIP

Pentru transparență și facilitarea negocierilor cu partenerii de dezvoltare, se prezintă următoarea estimare orientativă (neinclusă în capitolul dedicat costurilor Programului):

*Tabelul 36*

| **Categorie de cost** | **Cost anual estimat (EUR)** | **Justificare** |
| --- | --- | --- |
| **Salarii și beneficii** (16 persoane) | 480,000 - 560,000 | Salarii competitive pentru atragerea experților necesari |
| **Costuri operaționale** | 80,000 - 100,000 | Birou, utilități, comunicații, IT |
| **Asistență tehnică internațională** | 150,000 - 200,000 | Expertiză specislizată pentru componente complexe |
| **Training și dezvoltare capacități** | 40,000 - 60,000 | Certificări, instruiri, schimb experiență |
| **Audit și evaluări** | 30,000 - 40,000 | Audit anual, evaluări intermediare |
| **Comunicare și vizibilitate** | 50,000 - 70,000 | Campanii, evenimente, materiale |
| **Contingență** (10%) | 83,000 - 103,000 | Management riscuri neprevăzute |
| **TOTAL ANUAL** | **913,000 - 1,133,000** |  |
| **TOTAL 5 ANI** | **4,565,000 - 5,665,000** | **0.25-0.31% din valoarea programului** |

1. Argumente pentru finanțarea UIP din asistență externă
2. Standard internațional: toate programele majore finanțate de UE, Banca Mondială, BERD alocă 2-5% pentru management. UIP propus reprezintă doar 0.25-0.31% din valoarea programului.
3. Reducere riscuri: investiția în UIP reduce riscul de eșec al programului (pierderi potențiale de 1.8 miliarde MDL) și asigură utilizarea eficientă a fondurilor.
4. Capacitate instituțională: Ministerul Energiei nu dispune de suficiente resurse umane specializate pentru gestionarea simultană a 3 obiective generale și 9 obiective specifice ale Programului.
5. Sustenabilitate instituțională: va funcționa și ca mecanism de transfer de competențe către structurile permanente ale ministerului și operatorilor.
6. Cerință a finanțatorilor: UE, Banca Mondială, BERD și alți donatorisolicită expres existența unor unități dedicate pentru programe de această magnitudine.
7. Mecanisme de finanțare propuse

* Grant de asistență tehnică pentru salarii experți internaționali și training,
* Co-finanțare de către Guvernul Republicii Moldova prin asigurarea spațiului pentru birou și utilitățile, donatorii acoperă salariile și expertiza,
* Fee-based prin alocarea circa 0.5% pentru management fee din fiecare componentă finanțată,
* Finanțare etapizată cu costuri mai mari în primii 2 ani, ulterior reducere graduală.

Notă: Costurile finale ale UIP vor fi stabilite prin negociere directă cu partenerii de dezvoltare după aprobarea Programului, luând în considerare cerințele specifice ale fiecărui finanțator și bunele practici pentru programe similare în regiune.

1. Grupurile tehnice de lucru (GTL)

*Tabelul 37*

| **GTL** | **Coordonator** | **Focus** | **Membri** | **Frecvență** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **GTL1 - Infrastructură** | MDED | Infrastructură digitală, interoperabilitate | 8-10 | Lunar |
| **GTL2 - Securitate** | ANSC | Srecuritate cibernetică, reziliență, standarde și reglementări specifice sectoriale | 6-8 | Lunar |
| **GTL3 - Competențe** | MEC | Formare, curricula, certificare | 8-10 | Lunar |
| **GTL4 - Finanțare** | MF | Sustenabilitate, PPP, investiții | 6-8 | Lunar |
| **GTL5 - Incluziune** | MSMPS | LNOB, grupuri vulnerabile | 8-10 | Lunar |

## Secțiunea 9.2. Autorități și instituții responsabile și roluri specifice

1. **Ministerul Energiei - Coordonator principal**
2. Responsabilități strategice:

* coordonarea generală a implementării Programului
* elaborarea și actualizarea cadrului normativ sectorial
* monitorizarea realizării obiectivelor specifice
* asigurarea funcționării UIP
* raportarea către Guvern și partenerii de dezvoltare
* interfață cu Comisia Europeană și ENTSO-E
* garantarea alinierii la acquis-ul energetic digital

1. Responsabilități operaționale specifice pe obiective:

*Tabelul 38*

| **Obiectiv** | **Responsabilitate** | **Indicator succes** | **Termen** |
| --- | --- | --- | --- |
| **OS 1.1** | Lead modernizare infrastructură | 80% digitalizare | 2028 |
| **OS 1.2** | Supervizare contorizare inteligentă | 500k instalate | 2030 |
| **OS 1.3** | Monitorizare automatizare | 90% procese | 2028 |
| **OS 3.1** | Facilitare integrare SER | 600 MW | 2030 |
| **OS 3.3** | Dezvoltare stocare | 50 MW | 2029 |

1. **Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE)**
2. Responsabilități principale:

* actualizarea cadrului de reglementare pentru digitalizarea domeniului energetic
* aprobarea metodologiilor tarifare pentru investiții smart
* monitorizarea conformității operatorilor
* certificarea sistemelor de măsurare inteligentă
* protecția consumatorilor în mediul digital

1. Responsabilități specifice:

*Tabelul 39*

| **Pachet** | **Conținut** | **Termen adoptare** | **Impact** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Contorizare inteligentă** | • Standarde tehnice  • Certificare  • Protecție date digitale energetice | Q2 2026 | 500k contoare |
| **Flexibilitate** | • Agregatori  • Răspuns la cerere  • Tarife dinamice | Q4 2026 | 20% reducere vârf |
| **Prosumatori** | • Acces rețea  • Contorizare netă  • Comunități energie | Q2 2027 | 12k prosumatori |
| **Date energetice** | • Acces date  • Portabilitate  • Confidențialitate | Q4 2027 | 100% transparență |

1. Indicatori de performanță:

* 100% pachete de reglementări, necesare alinierei la planul de digitalizare UE, actualizate până la finele 2026
* timp mediu aprobare tarife: max 60 zile
* rata de conformitate operatori: >95%

1. **Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării (MDED)**
2. Responsabilități principale:

* coerența cu Strategia națională de transformare digitală 2023 – 2030, precum și post 2030
* interoperabilitatea platformelor guvernamentală și energetice
* facilitarea parteneriatelor public-private în digitalizarea energetică
* sprijin pentru atragerea investițiilor în tehnologii (digitalizare, securitate, etc) pentru domeniul energetic
* coordonarea GTL 1 - Infrastructură digitală

1. Responsabilități specifice:

* Integrarea cu MConect, MCabinet (cu suportul AGE)
* dezvoltarea standardelor naționale de date deschise
* facilitarea a minimum 5 PPP-uri majore
* atragerea a 200 mil. MDL investiții private

1. **Agenția Națională pentru Securitate Cibernetică (ANSC)**
2. Responsabilități principale:

* stabilirea cerințelor de securitate pentru infrastructura digitală critică energetică
* coordonarea înființării CSSCE
* monitorizarea conformității cu standardele și reglementările de securitate naționale și EU (NIS2)
* coordonarea răspunsului la incidente majore
* coordonarea GTL 2 - Securitate cibernetică

1. Responsabilități specifice pentru OS 2.1-2.3:

* suport în operaționalizarea CSSCE până în Q4 2026
* facilitarea certificării a 100% operatori critici până în 2027
* dezvoltarea ghidurilor și metodologiilor de securitate cibernetică și informațională sectoriale
* organizarea a 4 exerciții naționale anuale

1. Indicatori de performanță:

* timp răspuns incidente critice: <1 oră, RTO < 4 ore
* rata de conformitate securitate: 100% operatori critici

1. **Ministerul Educației și Cercetării (MEC)**
2. Responsabilități principale:

* dezvoltarea curriculei pentru competențe digitale energetice
* coordonarea programelor de formare și reconversie
* facilitarea parteneriatelor cu universitățile
* sprijinirea cercetării aplicate în domeniu
* coordonarea GTL 3 - Competențe digitale

1. Responsabilități specifice pentru OS 3.2:

*Tabelul 40*

| **Categorie formare** | **Competențe** | **2026** | **2027** | **2028** | **2029** | **2030** | **TOTAL** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Specialiști înalt calificați** | Expertiza de bază digitală energie | 50 | 100 | 150 | 100 | 100 | **500** |
| **Tehnicieni digitali energie** | Operare sisteme smart | 50 | 75 | 75 | 50 | 50 | **300** |
| **Reconversie profesională** | Personal existent perfecționare | 20 | 30 | 40 | 30 | 30 | **150** |
| **Manageri digitalizare** | Leadership transformare | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | **50** |
| **TOTAL ANUAL** |  | **130** | **215** | **275** | **190** | **190** | **1,000** |

1. **Ministerul Finanțelor (MF)**
2. Responsabilități principale:

* Asigurarea finanțării publice a Programului
* Relația cu finanțatorii externi
* Monitorizarea eficienței cheltuielilor
* Dezvoltarea instrumentelor financiare inovative
* Coordonarea GTL 4 - Finanțare și sustenabilitate

1. Responsabilități specifice:

* Dezvoltarea schemei de garantare pentru PPP
* Monitorizarea indicatorilor cost-beneficiu

1. **Operatorii de sistem și rețea**
2. Moldelectrica SA:

* modernizarea sistemului SCADA național
* implementarea platformei digitală de balansare
* integrarea aprofundată cu ENTSO-E pentru piața unică
* investiții: 400 mil. MDL până în 2030

1. Premier Energy Distribution și RED-Nord SA

* instalarea a 250.000 contoare inteligente fiecare
* digitalizarea rețelelor MT/JT
* implementarea sistemelor ADMS
* investiții: 300 mil. MDL fiecare

1. Termoelectrica SA și CET-Nord SA:

* digitalizarea sistemelor de termoficare
* implementarea managementului inteligent al cererii
* investiții: 200 mil. MDL total

1. **Parteneri de dezvoltare și finanțatori**
2. Uniunea Europeană:

* suport financiar: 300 mil. MDL granturi
* asistență tehnică pentru alinierea la acquis
* transfer de bune practici din statele membre

1. Banca Mondială:

* împrumut de 200 mil. MDL pentru smart grid
* asistență tehnică pentru reforme tarifare
* studii de fezabilitate pentru proiecte majore

1. BERD:

* cofinanțare PPP-uri: 150 mil. MDL
* instrumente de garantare pentru investiții private
* suport pentru dezvoltarea pieței de capital

1. GIZ și alți parteneri de dezvoltare:

* granturi pentru securitate cibernetică: 50 mil. MDL
* programe de formare și schimb de experiență
* suport în atragerea sectorului privat

1. **Matrice RACI pentru distribuirea responsabilități cheie și rolurilor prin metodologia RACI:**

*Tabelul 41*

| **Activitate** | **ME** | **ANRE** | **MDED** | **ANSC** | **MEC** | **MF** | **UIP** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Strategie digitalizare** | A | C | R | C | C | C | I |
| **Reglementări smart** | C | A/R | C | I | - | - | I |
| **Securitate cyber** | C | I | C | A/R | - | - | I |
| **Formare specialiști** | C | - | C | C | A/R | I | I |
| **Atragere finanțare** | A | - | C | - | - | R | R |
| **Monitorizare KPIs** | A | I | I | I | I | C | R |
| **Comunicare publică** | A | C | C | C | C | C | R |

*R=Responsabil, A=Autoritate, C=Consultat, I=Informat*

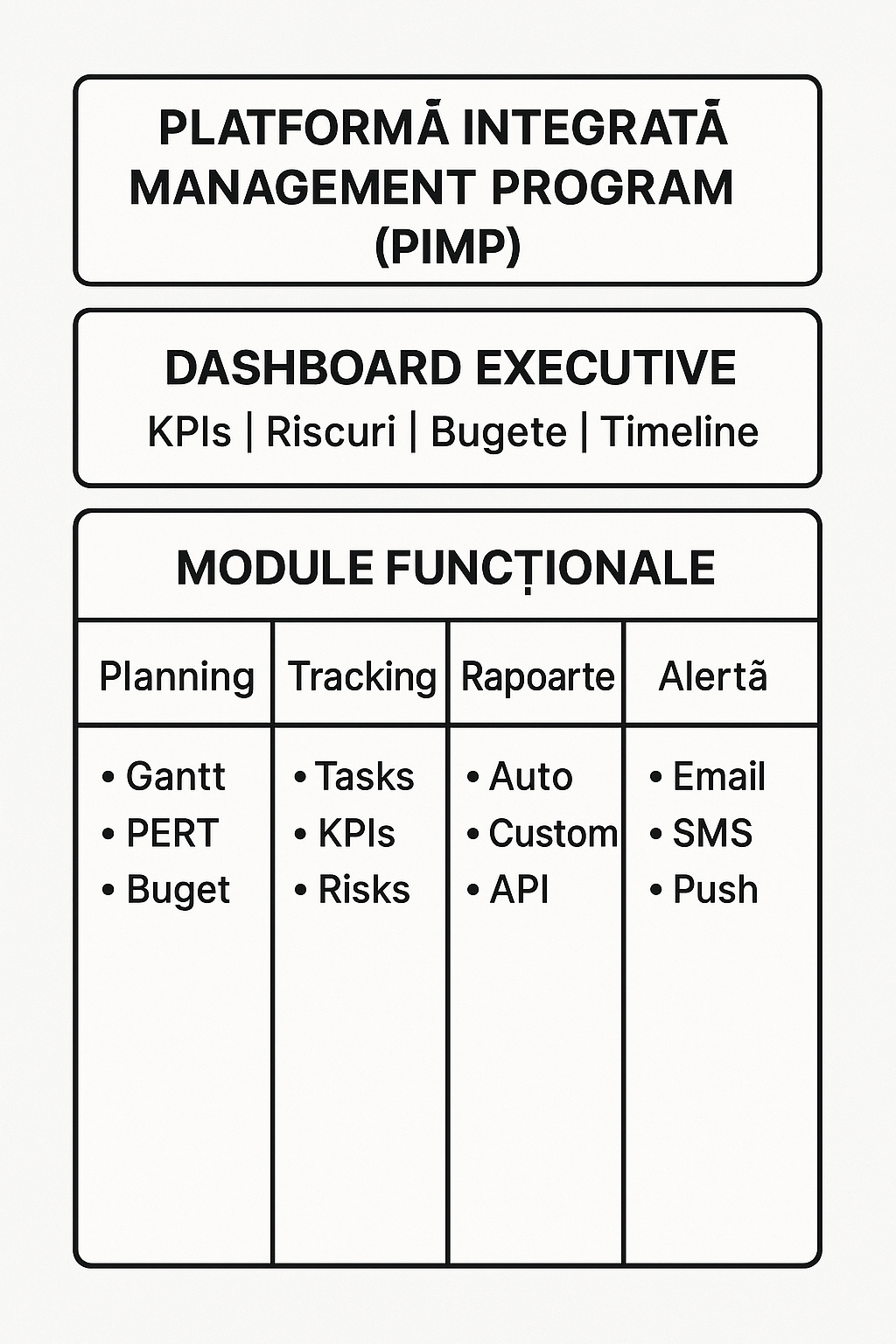
## Secțiunea 9.3. Mecanisme de coordonare și colaborare

1. **Instrumente de coordonare**
2. Protocoale de colaborare interinstituțională:

*Tabelul 42*

| **Tip protocol** | **Părți** | **Conținut** | **Termen** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Memorandum de înțelegere strategic** | Toate instituțiile | Angajament, roluri | Q1 2026 |
| **Acord de nivel de serviciu (SLA) operațional** | Furnizori-beneficiari | Nivele servicii, KPIs | Q2 2026 |
| **Distribuirea datelor** | Toți operatorii | API, formate, frecvență | Q2 2026 |
| **Escaladare** | UIP-CNC | Proceduri, termene | Q1 2026 |

1. Platformă digitală de management a programului:



1. **Procese de coordonare**
2. Reuniuni de coordonare:

* CNC: trimestrial
* UIP cu implementatori: lunar
* GTL-uri: lunar
* coordonare operațională: săptămânal

1. Raportare integrată:

* rapoarte lunare de progres de la implementatori
* rapoarte trimestriale consolidate către CNC
* raport anual către Parlament
* raportare în timp real prin dashboard

1. **Rezolvarea conflictelor**
2. Procedură de escaladare:

* Nivel operațional: UIP (5 zile)
* Nivel tehnic: GTL relevant (10 zile)
* Nivel strategic: CNC (15 zile)
* Nivel politic: Prim-ministru (decizie finală)

## Secțiunea 9.4. Monitorizarea performanței instituționale

1. Indicatori de performanță instituțională:

*Tabelul 43*

| **Instituție** | **KPI principal** | **Nivel de referință 2025** | **Ţintă 2028** | **Ţintă 2030** | **Pondere** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ME** | Realizare obiective Program | 0% | 60% | 95% | 25% |
| **ANRE** | Reglementări adoptate/plan | 0% | 80% | 100% | 15% |
| **MDED** | Investiții private atrase | 0 | 200M | 450M MDL | 15% |
| **ANSC** | Incidente majore prevenite | N/A | 95% | 99% | 20% |
| **MEC** | Specialiști certificați | 0 | 620 | 1,000 | 15% |
| **MF** | Rata absorbție fonduri | 0% | 70% | 95% | 10% |

1. Sistem de stimulare și consecințe pentru neperformanță:
2. Performanță excelentă (>110% țintă):

* Bonus colectiv echipă: 20% salariu
* Vizibilitate publică și recunoaștere
* Prioritate pentru următoarea fază

1. Performanță sub așteptări (<80% țintă):

* Trimestru 1: Avertisment și suport
* Trimestru 2: Plan remediere obligatoriu
* Trimestru 3: Restructurare echipă
* Trimestru 4: Realocarea responsabilităților

## Secțiunea 9.5. Sustenabilitate instituțională

1. **Măsuri de asigurare a continuității**:
2. Instituționalizarea UIP prin Hotărârea Guvernului dedicată
3. Alocare bugete multianuale aprobate
4. Angajare personal cu contracte pe durată determinată minimă 3 ani
5. Introducere transfer de cunoștințe ca obligație contractuală
6. Documentare completă și standardizată a tuturor proceselor de implementare și monitorizare **Planificare post-2030**:
7. Evaluare independentă în Tr. I 2029
8. Strategie de sustenabilitate post-2030 aprobată până în Tr. 3 2029
9. Integrarea treptată a funcțiilor în structuri instituționale permanente Tr.I 2030
10. Închidere formală Program, elaborare și aprobare mecanisme de finanțare și funcționare pe termen lung Tr. IV 2029

# **CAPITOLUL X**

# **PROCEDURI DE MONITORIZARE, EVALUARE ȘI RAPORTARE**

1. Pentru implementarea cu succes a Programului de transformare digitală 2026-2030, cu investiții totale de 1.807,8 milioane lei, este importantă stabilirea unui cadru comprehensiv pentru sistemul de monitorizare, evaluare și raportare, aliniat cu standardele europene din Planul de digitalizare energetic (COM(2022) 552 final) și la bunele practici internaționale, asigurând transparența, responsabilitatea și învățarea continuă pe parcursul implementării.

## Secțiunea 10.1. Cadrul general de monitorizare și evaluare

1. **Principii fundamentale și aliniere europeană**
2. Alinierea la standardele UE pentru digitalizarea energetică:

*Tabelul 44*

| **Standard European** | **Aplicare în Program** | **Beneficii** |
| --- | --- | --- |
| **DESI (Indicele Economiei și Societății Digitale) Energy** | Adaptare indicatori pentru RNLC, PNME, contoare smart | Comparabilitate cu state UE pentru 500.000 contoare |
| **e-SENS** | Interoperabilitate RNLC cu registre europene | Integrare în Spațiul European de Date |
| **CEF Digital** | Standarde pentru CSSCE și platforme digitale | Acces la co-finanțare UE |
| **GDPR Energy** | Protecție date pentru 1,5M consumatori în RNLC | Creșterea încrederii în aplicații mobile |
| **NIS2** | Conformitate 100% pentru 7 operatori certificați | Reziliență cibernetică conform standardelor UE |

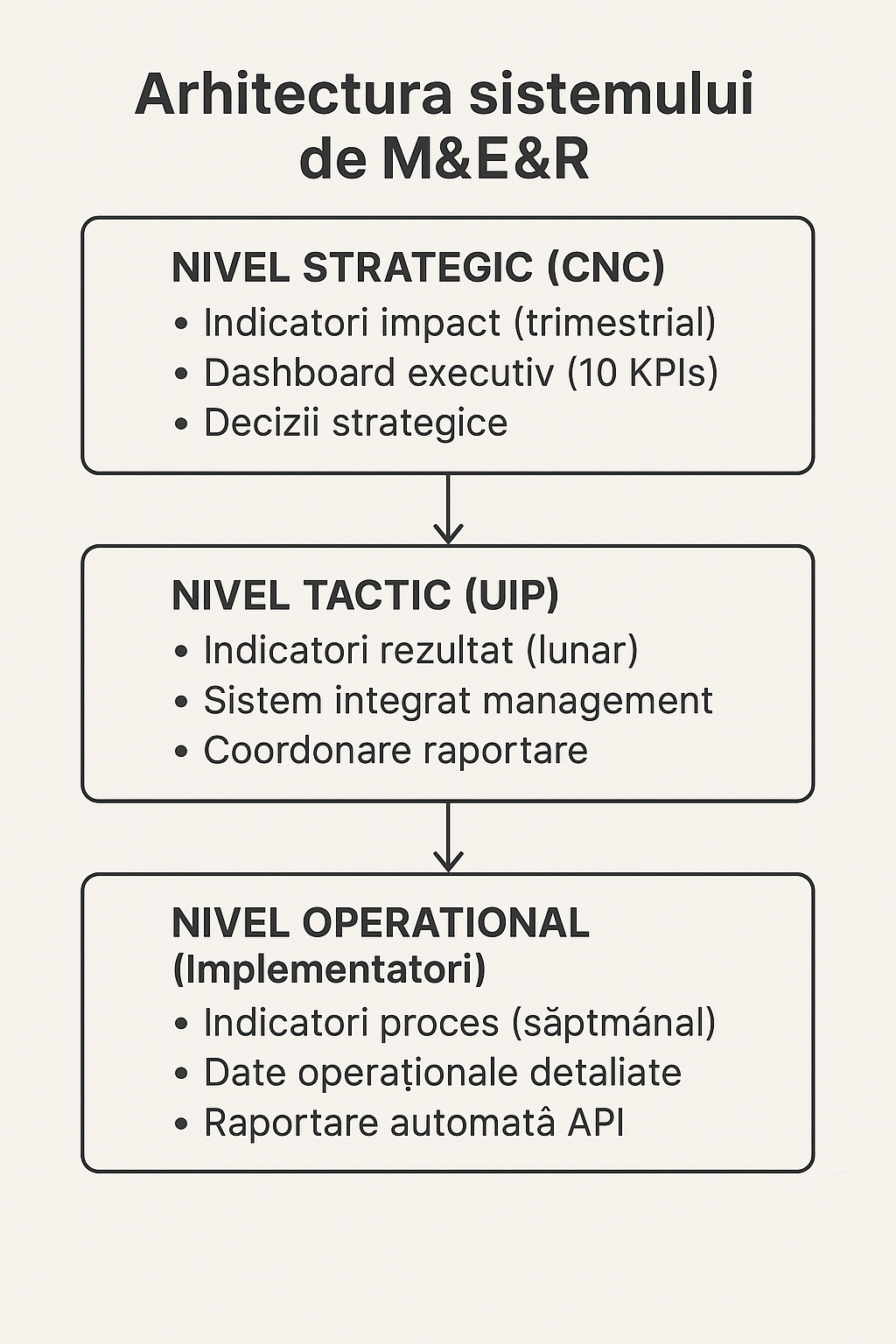
1. Principii operaționale:

* monitorizare în timp real prin sisteme digitale: 85% din date colectate automat via RNLC, PNME, HES+MDM, CSSCE;
* evaluare și decizii bazate pe dovezi și date verificabile din sistemele digitale implementate (SCADA, BMS, VPP);
* raportare transparentă și accesibilă publicului;
* orientare pe impact pentru beneficiari, cu participare și feedback continuu din partea părților interesate.

Procesele de monitorizare vor respecta integral cerințele de audit, raportare și trasabilitate stabilite de donatori.

1. **Structura sistemului de monitorizare**
2. Nivele de monitorizare:

* Nivel strategic - Comitetul Național de Coordonare
  + Monitorizare45 indicatori de impact din Capitolul V (trimestrial)
* Dashboard executiv cu 15 KPI critici pentru OG1, OG2, OG3
  + Decizii asupra deficitului de finanțare de 1.315,.3 mil. lei
* Nivel tactic - Unitatea de Implementare Program (UIP)
  + Monitorizare 60+ indicatori de rezultat pentru cele 9 obiective specifice (lunar)
* Coordonare 27 acțiuni majore din Planul de Acțiuni
  + Management integrat pentru 3 obiective generale
* Nivel operațional – Implementatori și operatori
  + Date în time real- de la 500.000 contoare inteligente
  + Jurnale de securitate de la CSSCE, procesând peste 200 incidente/lună
  + Metrici producție de la 600 MW SER integrate digital

****

## Secțiunea 10.2. Sistemul de indicatori și colectare a datelor

1. Categorii de indicatori monitorizați
2. Indicatori-cadru DESI adaptați pentru infrastructura digitală din domeniul energetic:

*Tabelul 45*

| **Dimensiune DESI** | **Indicator specific** | **Nivel de referință 2025** | **Ţintă 2028** | **Ţintă 2030** | **Metodă colectare** | **Frecvență** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1. Conectivitate digitală** |  |  |  |  |  |  |
| 1.1 | Infrastructură digitalizată (%) | 15% | 65% | 85% | Audit RNLC/PNME | Trimestrial |
| 1.2 | Contoare în HES+MDM | 35k | 265k | 500k | Platform logs | Real-time |
| 1.3 | Locuri consum în RNLC | 0 | 1.2M | 1.5M | RNLC API | Real-time |
| **2. Capital uman** |  |  |  |  |  |  |
| 2.1 | Personal CSSCE certificat | 0 | 15 | 15 | HR records | Lunar |
| 2.2 | Specialiști digitali în sector | 200 | 800 | 1.200 | Registru ME | Trimestrial |
| 2.3 | Femei în poziții tehnice (%) | 20% | 35% | 40% | HR operatori | Semestrial |
| **3. Servicii digitale energetice** |  |  |  |  |  |  |
| 3.1 | Utilizatori aplicații mobile | 0 | 100.000 | 200.000 | App analytics | Real-time |
| 3.2 | Module PNME operaționale | 0 | 7 | 10 | PNME dashboard | Lunar |
| 3.3 | Satisfacție digitală (1-10) | 5.5 | 7.5 | 8.5 | Sondaj in-app | Trimestrial |
| **4. Tehnologii avansate** |  |  |  |  |  |  |
| 4.1 | MW în VPP | 0 | 60 | 100+ | VPP platform | Real-time |
| 4.2 | Participanți DRMS | 0 | 60.000 | >100.000+ | DRMS logs | Zilnic |
| 4.3 | Capacitate stocare digitală | 0 | 25MW | 50MW | BMS central | Real-time |
| **5. Securitate digitală** |  |  |  |  |  |  |
| 5.1 | Operatori ISO 27001 | 0/7 | 7/7 | 7/7 | Certificate | Anual |
| 5.2 | Timp detectare CSSCE | 72h | <1h | <1h | SOC metrics | Per incident |
| 5.3 | Infrastructură monitorizată | 0% | 100% | 100% | CSSCE logs | Continuu |

1. **Platforma integrată de monitorizare**
2. Componente tehnice:

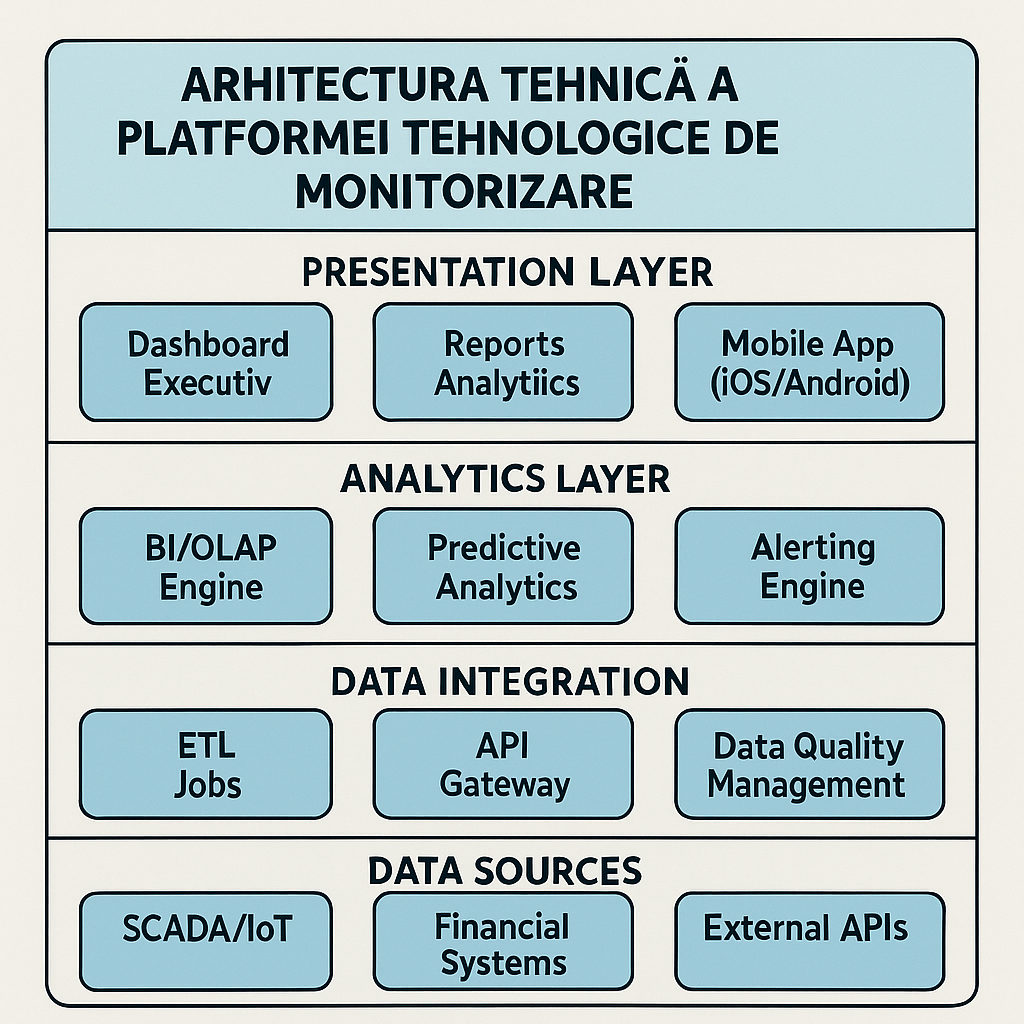
* Data Lake centralizat: agregare date de la toți implementatorii (surse date: RNLC, PNME, HES+MDM, CSSCE, VPP, DRMS, BMS)
* API Gateway: interfețe standardizate pentru colectare automată
* Business Intelligence: analiză predictivă și tablouri de bord

1. Surse de date automate:

* RNLC: 1,5 mil. locuri consum - date cadastrale și tehnice
* PNME: 10 module - KPIs operaționali agregați
* HES+MDM: 500.000 contoare - consum în timp real- la fiecare 15 minute
* CSSCE/SOC: Securitate 24/7 - incidente și conformitate
* VPP/DRMS/BMS: flexibilitate - MW disponibili și utilizați

3. Alte surse și funcționalități:

* Sisteme financiare: execuție din totalul de 1.807,8 mil. lei
* Verificare automată a coerenței datelor din surse multiple.



1. Matrice de proceduri de validare și asigurare calitate a datelor

*Tabelul 46*

| **Nivel validare** | **Metode** | **Criterii acceptare** | **Acțiune la eșec** | **Responsabil** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **1. Validarea intrării** | • Verificări ale intervalului  • Validarea formatului  • Completitudine | 100% conform | Respinge și notifică | Sistem automat |
| **2. Validare încrucișată** | • Comparație între surse  • Tendințe istorice  • Reguli logice | ±5% deviație | Semnal pentru revizuire | Analist de date |
| **3. Validare statistică** | • Detectarea valorii atipice  • Analiză de regresie  • Recunoașterea tiparelor | 95% încredere | Inspecție manuală | Statistician |
| **4. Validare de afaceri** | • Revizuire de specialitate  • Verificare pe teren  • Confirmare de către părțile interesate | Raționament profesional | Investigație | Expert în domenii |
| **5. Validarea auditului** | • Eșantionare aleatorie  • Verificarea sursei  • Revizuirea procesului | Zero erori materiale | Acțiune corectivă | Audit intern |

## Secțiunea 10.3. Calendarul și tipurile de evaluări

1. **Monitorizare continuă**
2. Dashboard-uri diferențiate pe audienț:

*Tabelul 47*

| **Tip dashboard** | **Utilizatori** | **Indicatori** | **Actualizare** | **Funcționalități** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Executiv** | CNC, miniștri | • Progres 3 OG  • Deficit finanțare  • 15 KPIs impact | Real-time | Drill-down, scenarii, alerte automate |
| **Operațional UIP** | 16 specialiști UIP | • 27 acțiuni status  • 60 indicatori rezultat  • Execuție buget | Orar | Gantt, dependencies, risk matrix |
| **Tehnic** | CSSCE, Operatori | • 200k+ data points  • Securitate metrics  • SLA compliance | Continuu | API access, automation, ML insights |
| **Public** | 1.2M consumatori | • Economii realizate  • CO₂ evitat  • Servicii disponibile | Zilnic | Calculator personal, comparații, tips |
| **Vulnerabili** | 100k gospodării | • Tarife sociale  • Asistență disponibilă  • Economii medii | Săptămânal | Limbaj simplu, grafice, audio |

1. Alertare automată:

* Cod roșu: Întârzieri >30 zile sau depășiri buget >10%
* Cod galben: Întârzieri 15-30 zile sau depășiri 5-10%
* Notificări push pentru management și CNC

1. **Raportări periodice**

*Tabelul 48*

| **Tip raport** | **Frecvență** | **Deadline** | **Conținut** | **Pagini** | **Aprobare** | **Public** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Raport fulger** | Săptămânal | Luni 12:00 | • Contoare instalate  • Incidente CSSCE  • MW SER noi | 2-3 | Director UIP | Intern |
| **Raport de progres** | Lunar | Ziua 5 | • Toate cele 27 acțiuni  • Execuție buget  • Riscuri majore | 10-15 | ME/CNC | Sumar |
| **Raport trimestrial** | Trimestrial | Ziua 15 | • 45 indicatori impact  • Stories vulnerabili  • Ajustări necesare | 30-40 | CNC | Integral |
| **Raport anual** | Anual | 31 martie | • Evaluare complete  • ROI calculate  • Lecții învățate | 80-100 | Guvern | Public |
| **Donatori** | Cf. acorduri | Variable | • Conform templates  • Focus pe impact  • Sustenabilitate | 20-50 | ME+Donator | Parțial |
| **Raport de evaluare** | 2027, 2031 | +6 luni | Independent | 150+ | Parlament | Da |

1. **Evaluări independente**
2. Evaluare intermediară (2027):

*Tabelul 49*

| **Aspect** | **Detalii** |
| --- | --- |
| **Sincronizare** | T2-T3 2028 (după 2,5 ani implementare) |
| **Focus** | • Progres spre 500.000 contoare (265.000 instalate)  • CSSCE deplin operațional  • 400MW SER integrate  • Impact 50.000 vulnerabili |
| **Evaluator** | firmă internațională independentă, cu experiență în digitalizarea energie (selectată prin tender competitiv) |
| **Metodologie** | • criterii OECD-DAC (Relevanță, Eficacitate, Eficiență, Impact, Sustenabilitate) + criterii digitale specifice  • Teoria schimbării  • Cea mai semnificativă schimbare  • Analiza cost-beneficiu  • Interviuri cu peste 10stakeholder  • Vizite înpeste 10 locații |
| **Rezultate livrabile** | • Raport de inițiere  • Proiect de raport  • Recomandări pentru ajustarea perioadei 2029-2030  • Best practices pentru scalare  • Plan mobilizare deficit finanțare  • Atelier de lucru pentru părțile interesate  • Raport final + plan de acțiune pentru ajustarea Programului |

1. Evaluare finală (2031):

*Tabelul 50*

| **Component** | **Specificații** |
| --- | --- |
| **Domeniu de aplicare** | Toate cele 3 OG, 9 OS, 27 acțiuni, 1,2 mil. beneficiari |
| **Evaluator** | Firmă internațională independentă (tender competitiv) |
| **Durată** | 6 luni |
| **Metode** | * 1. Metode mixte, contrafactuale   • Big data analytics pe 5 ani de date  • Quasi-experimental pentru impact  • Analiză cost-benefit actualizată  • Evaluarea durabilității |
| **Focus special** | • 100.000 vulnerabili - reducere sărăcie energetică  • Gender impact: 40% femei în tech  • Scalabilitate regional  • ROI validat extern |
| **Ieșire** | Raport de peste 200 pagini cu recomandări pentru Program 2031-2035 |

## Secțiunea 10.4. Responsabilități specifice de raportare

1. **Matricea RACI pentru raportare**

*Tabelul 51*

| **Proces/Activitate** | **ME** | **UIP** | **ANRE** | **CNED** | **CSSCE** | **Operatori** | **MSMPS** | **MF** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Date RNLC/PNME** | A | R | C | I | I | R | I | I |
| **Monitorizare contoare** | I | C | A | I | I | R | I | I |
| **Raportare CSSCE** | C | I | I | I | R | C | I | A |
| **Date vulnerabili** | C | R | C | I | I | C | A | I |
| **Validare tehnică** | I | C | R | C | C | A | I | I |
| **Agregare indicatori** | A | R | C | C | C | I | C | I |
| **Rapoarte publice** | A | R | I | I | I | I | I | I |

*R=Responsabil, A=Accountable* *(răspunde în fața) , C=Consultat, I=Informat*

1. **Proceduri specifice pe tip de raportare**
2. Pentru date sensibile (securitate):

* canale criptate *end-to-end*
* acces pe bază de *need-to-know*
* versiuni publice anonimizate
* *audit trail* complet

1. Pentru date financiare:

* certificare trimestrială de către auditor
* publicare pe portalul date.gov.md

1. Pentru indicatori tehnici:

* colectare automată prin API/SCADA/IoT
* validare prin algoritmi AI
* alertare pentru anomalii

## Secțiunea 10.5. Transparență și comunicare publică

1. **Ecosistem digital de comunicare al Programului**
2. URL dedicat: **digital**.energie.gov.md
3. Conținut actualizat:

*Tabelul 52*

| **Secțiune** | **Conținut** | **Actualizare** | **Funcționalități** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Dashboard** | • Progres 500.000 contoare  • MW SER integrate  • Economii realizate  • CO₂ evitat | Real-time | • Hărți interactive  • Calculator personal  • Predicții AI |
| **RNLC Public** | • Verificare loc consum  • Status cereri  • Ghiduri utilizare | Real-time | • Chatbot 24/7  • Video tutorial  • FAQ dinamic |
| **Transparență** | • Toate contractele  • Execuție bugetară  • Rapoarte evaluare | Lunar | • Vizualizări Sankey  • Download datasets  • API public |
| **Participare** | • Consultări PNME  • Feedback CSSCE  • Propuneri tarife | Continuu | • Polls integrate  • Forum moderat  • Idei votate |
| **Impact** | • Povești de success  • Economii pe regiuni  • Comparații cu EU | Săptămânal | • Infografice animate  • Testimoniale video |

1. **Strategia de comunicare diferențiată**

*Tabelul 53*

| **Segment** | **Dimensiune** | **Info specifice** | **Canale prioritare** | **Format preferat** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Decidenți** | 200 | ROI, riscuri, progres | Email brief, dashboard | Sumar executiv - 2 pagini |
| **Operatori** | 50 | Specificații tehnice, SLAs | Portal B2B, webinarii | Documentație API, seturi de date |
| **Business** | 5,000 | Oportunități, economii | LinkedIn, evenimente | Studii de caz, calculator economic |
| **Media** | 100 | Story angles, date | Press room, social media | Infografice, material B-roll |
| **Urban activ** | 300k | Aplicații, economii, control | Aplicație mobilă, Facebook | Video 60 sec, tutoriale |
| **Rural** | 400k | Beneficii, simplitate | Radio local, primării | Material audio, postere, |
| **Vulnerabili** | 100k | Ajutor, economii, acces | Asistență socială, ONG | Flyere, helpline, peer-to-peer |

## Secțiunea 10.6. Mecanisme de feedback și îmbunătățire continuă

1. **Colectarea** **feedback-ului**
2. Metode proactive:

* sondaje trimestriale online (min. 1000 respondenți)
* focus grupuri cu beneficiari (4/an)
* consultări publice pentru ajustări majore
* linie telefonică dedicată pentru sesizări
* formular online pentru propuneri
* sesiuni online interactive cu utilizatori

1. Procesarea feedback-ului:

* înregistrare în CRM dedicat
* analiză săptămânală de către UIP
* răspuns în maximum 30 zile
* raport trimestrial către CNC
* publicare rezumat și a măsurilor adoptate.

1. Implementare Kaizen pentru ciclul de îmbunătățire continuă

*Tabelul 54*

| **Fază** | **Activități** | **Sincronizare** | **Responsabil** | **Rezultat** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **1. Identificare** | • Analiza feedback  • Audit procese  • Analiză comparativă | Lunar | UIP | Registru probleme identificate |
| **2. Analiză** | • Cauza de bază  • Evaluarea impactului  • Proiectarea soluțiilor | 2 săptămâni | GTL | Plan de îmbunătățire |
| **3. Implementare** | • Testare pilot  • Instruire  • Implementare | 1-3 luni | Implementatori | Proces actualizat |
| **4. Verificare** | • Monitorizare KPI  • Satisfacția utilizatorilor  • Creșterea eficienței | 3 luni | Echipa de M&E | Raport de impact |
| **5. Standardizare** | • Documentație  • Extindere  • Partajarea cunoștințelor | Continuu | Toți | Practici standardizate documentate |

## Secțiunea 10.7. Integrare cu sistemele naționale

1. **Interoperabilitate funcțională și semantică cu:**
2. MConnect - Platforma guvernamentală de interoperabilitate
3. MCloud - Hosting pentru RNLC/PNME și aplicații publice (după caz)
4. Date.gov.md - Portal date deschise, publicare exclusiv date anonimizate
5. Particip.gov.md - platformă pentru consultări publice
6. MCabinet - Servicii electronice pentru cetățeni
7. Standarde tehnice:
8. Format date: JSON-LD, XML cu scheme XSD, CSV
9. API-uri: RESTful, documentație OpenAPI conform standardelor UE pentru acces securizat la API-uri guvernamentale
10. Securitate: OAuth 2.0 + JWT, mTLS pentru backend
11. Metadata: Dublin Core, DCAT-AP pentru datasets.

# Anexa nr.2 Aprobat prin Hotărârea Guvernului nr.\_\_\_\_\_\_ din \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2025

# **PLANUL DE ACȚIUNI**

**pentru implementarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2025-2030**

1. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0552&qid=1666369684560> [↑](#footnote-ref-1)
2. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022SC0341&qid=1666594675656> [↑](#footnote-ref-2)
3. <https://www.cencenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Meters/cen-clc-etsi-tr50572_2011.pdf> [↑](#footnote-ref-3)
4. <https://www.esmig.eu/wp-content/uploads/2022/01/Protection-Profile-for-Smart-Meters.pdf> [↑](#footnote-ref-4)
5. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022PC0454> [↑](#footnote-ref-5)
6. <https://energy.ec.europa.eu/document/download/eee93bb8-1bda-4bdc-ac64-7edd6d0e60bc_en?filename=dpia_for_publication_2018.pdf> [↑](#footnote-ref-6)