



GUVERNUL REPUBLICII MOLDOVA

H O T Ă R Ă 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.6 lit.h) din Legea nr. 136/2017 cu privire la Guvern (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2017, nr. 252, art. 412), cu modificările ulterioare, precum și în conformitate cu Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 650/2023 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2023, nr. 383-386, art. 900), Guvernul HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 (se anexează).
2. Autoritățile și instituțiile responsabile:
 - 2.1. vor asigura realizarea măsurilor incluse în Planul de acțiuni al Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030;
 - 2.2. vor prezenta anual, până la data de 05 februarie, Ministerului Energiei, precum și la solicitare, rapoarte privind implementarea Planului de acțiuni pentru anul precedent.
3. Ministerul Energiei prezintă Guvernului anual, până la data de 25 februarie, raportul de progres generalizat privind implementarea Programului nominalizat.
4. Finanțarea acțiunilor prevăzute în Program menționat se va efectua din contul și în limitele alocațiilor aprobate în acest scop în bugetele autorităților/instituțiilor implicate, precum și din alte surse, conform legislației.
5. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina Ministerului Energiei.

PRIM-MINISTRU

Dorin RECEAN

Contrasemnează:

Ministrul energiei
Viceprim-ministru, dezvoltării
economice și digitalizării

Dorin JUNGHIETU

Doina NISTOR

PROGRAM
de transformare digitală a domeniului energetic
al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030

LISTA DE ABREVIERI ȘI ACRONIME

Abreviere/ Acronim	Denumirea completă	Explicație/Context
ADMS	Advanced Distribution Management System	Sistem avansat de management al distribuției energiei electrice
AGE	Agenția pentru Guvernare Electronică	Instituție responsabilă pentru digitalizarea serviciilor publice
AI	Artificial Intelligence	Inteligență artificială utilizată în sistemele de prognoză și optimizare
ANRE	Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică	Autoritatea de reglementare în domeniul energetic
ASC	Agenția pentru Securitate Cibernetică	Autoritatea națională pentru securitatea cibernetică
API	Application Programming Interface	Interfață de programare pentru comunicarea între aplicații
APT	Advanced Persistent Threats	Amenințări cibernetice persistente avansate
AT	Asistență Tehnică	Suport tehnic oferit de partenerii de dezvoltare
BCP	Business Continuity Plan	Plan de continuitate a afacerii în caz de incidente
BEI	Banca Europeană de Investiții	Instituție financiară pentru proiecte de dezvoltare UE
BERD	Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare	Bancă de dezvoltare pentru economiile emergente
BI	Business Intelligence	Sisteme de analiză și raportare a datelor de afaceri
BM	Banca Mondială	Instituție financiară internațională de dezvoltare
BMS	Battery Management System	Sistem de gestionare a bateriilor pentru stocare energie
CEF	Connecting Europe Facility	Facilitate UE pentru finanțarea infrastructurii
CET	Centrală Electrică de Termoficare	Unitate de producere combinată energie electrică și termică
CISO	Chief Information Security Officer	Director pentru securitatea informației
CNC	Comitetul Național de Coordonare	Organism de guvernanta a Programului
CNED	Centrul Național pentru Eficiență și Dezvoltare Energetică	Instituție responsabilă pentru eficiența energetică
CRM	Customer Relationship Management	Sistem de gestionare a relației cu clienții

Abreviere/ Acronim	Denumirea completă	Explicație/Context
DCAT-AP	Data Catalog Vocabulary - Application Profile	Standard pentru descrierea metadatelor
DESI	Digital Economy and Society Index	Indicele economiei și societății digitale
DLP	Data Loss Prevention	Prevenirea pierderii datelor
DR	Demand Response	Răspuns la cerere (management consum energie)
DRMS	Demand Response Management System	Sistem de management al răspunsului la cerere
EDR/XDR	Endpoint/Extended Detection and Response	Sisteme avansate de detectare și răspuns la amenințări
EMS	Energy Management System	Sistem de management energetic
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Rețeaua europeană a operatorilor de transport energie electrică
ERP	Enterprise Resource Planning	Sistem de planificare a resurselor întreprinderii
e-SENS	Electronic Simple European Networked Services	Servicii electronice europene interconectate
EUR	Euro	Moneda europeană
FEE	Furnizare Energie Electrică	Activitate de furnizare a energiei electrice
GCF	Green Climate Fund	Fondul Verde pentru Climă
GDPR	General Data Protection Regulation	Regulamentul general privind protecția datelor
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	Agenția Germană pentru Cooperare Internațională
GTL	Grup Tehnic de Lucru	Grup operațional pentru implementarea Programului
HA	High Availability	Înaltă disponibilitate (sistem redundant)
HES	Head End System	Sistem central de colectare date contoare
HG	Hotărârea Guvernului	Act normativ emis de Guvern
HR	Human Resources	Resurse umane
IEC	International Electrotechnical Commission	Comisia Electrotehnică Internațională
IoT	Internet of Things	Internet al lucrurilor (dispozitive conectate)
ISO	International Organization for Standardization	Organizația Internațională pentru Standardizare
IT	Information Technology	Tehnologia informației
JSON	JavaScript Object Notation	Format de schimb de date

Abreviere/ Acronim	Denumirea completă	Explicație/Context
JSON-LD	JSON for Linking Data	JSON pentru interconectarea datelor
JT	Joasă Tensiune	Nivel de tensiune electrică sub 1 kV
JWT	JSON Web Token	Token pentru autentificare securizată
KPI	Key Performance Indicator	Indicator cheie de performanță
KRI	Key Risk Indicator	Indicator cheie de risc
LNOB	Leave No One Behind	Nimeni să nu fie lăsat în urmă (principiu incluziune)
MDL	Moldovan Leu	Leu moldovenesc (moneda națională)
MDM	Meter Data Management	Sistem de gestionare date contoare
ME	Ministerul Energiei	Autoritatea centrală în domeniul energetic
MEC	Ministerul Educației și Cercetării	Autoritatea pentru educație și cercetare
MDED	Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării	Autoritatea pentru dezvoltare economică și digitalizare
MF	Ministerul Finanțelor	Autoritatea pentru finanțe publice
ML	Machine Learning	Învățare automată (tehnologie AI)
MSMPS	Ministerul Sănătății, Muncii și Protecției Sociale	Autoritatea pentru protecție socială
MT	Medie Tensiune	Nivel de tensiune electrică 1-35 kV
mTLS	mutual Transport Layer Security	Protocol de securitate bidirecțională
MTTD	Mean Time To Detect	Timp mediu de detectare (incident)
MTTR	Mean Time To Respond	Timp mediu de răspuns (incident)
MW	Megawatt	Unitate de măsură putere electrică
NATO	North Atlantic Treaty Organization	Organizația Tratatului Atlanticului de Nord
NIF	Neighborhood Investment Facility	Facilitatea de Investiții pentru Vecinătate UE
NIS2	Network and Information Security Directive 2	Directiva UE privind securitatea rețelor și informațiilor
OAuth	Open Authorization	Protocol deschis de autorizare
OECD-DAC	Organisation for Economic Co-operation and Development - Development Assistance Committee	Comitetul pentru asistență în dezvoltare
OG	Obiectiv General	Obiectiv strategic principal al Programului

Abreviere/ Acronim	Denumirea completă	Explicație/Context
ONG	Organizație Non-Guvernamentală	Organizație neguvernamentală
OPEX	Operational Expenditure	Cheltuieli operaționale
OS	Obiectiv Specific	Obiectiv operațional al Programului
OT	Operational Technology	Tehnologie operațională (sisteme industriale)
PIB	Produs Intern Brut	Indicator macroeconomic principal
PNIEC	Planul Național Integrat privind Energia și Clima	Document strategic energie-climă
PNME	Platforma Națională de Management Energetic	Sistem național integrat de management energetic
PNUD	Programul Națiunilor Unite pentru Dezvoltare	Agenție ONU pentru dezvoltare
PPP	Parteneriat Public-Privat	Mecanism de colaborare stat-privat
RACI	Responsible, Accountable, Consulted, Informed	Matrice de responsabilități
RED	Rețele Electrice de Distribuție	Operator de distribuție energie electrică
RESTful	Representational State Transfer	Arhitectură pentru servicii web
RNLC	Registrul Național al Locurilor de Consum	Bază de date națională locuri consum energie
ROI	Return on Investment	Rentabilitatea investiției
RPO	Recovery Point Objective	Obiectiv punct de recuperare date
RTO	Recovery Time Objective	Obiectiv timp de recuperare sistem
S.A.	Societate pe Acțiuni	Formă juridică de organizare
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	Indice durată medie întreruperi sistem
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	Indice frecvență medie întreruperi sistem
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	Sistem de control și achiziție date
SER	Surse de Energie Regenerabilă	Surse regenerabile (solar, eolian, etc.)
SIA SINEE	Sistem Informațional Automatizat - Sistemul Informațional Național în domeniul Eficienței Energetice	Sistem național eficiență energetică
SIEM	Security Information and Event Management	Management securitate și evenimente
SIS	Serviciul de Informații și Securitate	Serviciul de informații al Republicii Moldova
SLA	Service Level Agreement	Acord de nivel de serviciu

Abreviere/ Acronim	Denumirea completă	Explicație/Context
SND	Strategia Națională de Dezvoltare	Strategia Moldova Europeană 2030
SOAR	Security Orchestration, Automation and Response	Orchestrare și automatizare răspuns securitate
T	Trimestru	Perioadă de 3 luni (T1, T2, T3, T4)
UE	Uniunea Europeană	Uniunea Europeană
VPP	Virtual Power Plant	Centrală electrică virtuală
WCAG	Web Content Accessibility Guidelines	Ghiduri de accesibilitate conținut web
XML	Extensible Markup Language	Limbaj de marcare extensibil
XSD	XML Schema Definition	Definiție schemă XML

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.

2.Prezentul Program a fost elaborat cu respectarea principiilor fundamentale de dezvoltare a politicilor publice, conform punctului 5 din Regulamentul aprobat prin HG 386/2020:

2.1. Respectarea drepturilor omului și libertăților fundamentale - asigurând accesul echitabil la serviciile energetice digitalizate pentru toți cetățenii;

2.2. Asigurarea incluziunii sociale și egalității de gen - cu măsuri specifice pentru gospodăriile vulnerabile și promovarea participării femeilor în domeniul digital-energetic;

2.3. Asigurarea durabilității și sustenabilității - prin soluții digitale care contribuie la tranziția verde și eficiența energetică;

2.4. Asigurarea transparenței, publicității, trasabilității și accesibilității - prin consultări publice ample și publicarea tuturor documentelor relevante;

2.5. Asigurarea integrității și prevenirii corupției - prin digitalizarea proceselor și reducerea factorului uman în tranzacții;

2.6.Asigurarea securității și siguranței - prin măsuri robuste de securitate cibernetică pentru infrastructura critică.

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

3.1. **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 răspuns 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”;

3.2. **Vulnerabilitatea crescută la amenințări cibernetice și necesitatea integrării tehnologiilor în guvernanta:** 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 guvernanta”;

3.3. **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 final¹) și documentul de lucru însoțitor (SWD(2022) 341 final²) stabilesc cadrul european pentru transformarea digitală a domeniului energetic, evidențiind următoarele necesități: dezvoltarea rețelelor inteligente și integrării contoarelor

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0552&qid=1666369684560>

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022SC0341&qid=1666594675656>

inteligente; crearea unui spațiu comun european de date energetice; consolidarea securității cibernetice a sistemelor energetice; promovarea 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.

3.4. 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.

4. 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”:

4.1. *Obiectivul general 1 - prin dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat în domeniul energetic digital;*

4.2. *Obiectivul general 3 - prin formarea competențelor digitale necesare în domeniul energetic;*

4.3. *Obiectivul general 7 - prin integrarea tehnologiilor și datelor în guvernanța domeniului energetic;*

4.4. *Obiectivul general 9 - prin sporirea securității infrastructurii energetice critice;*

4.5. *Obiectivul general 10 - prin susținerea tranziției spre economia verde prin digitalizare.*

5. În mod specific, prezentul Program detaliază și operaționalizează direcția prioritară nr. 11 din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030: „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”.

6. Totodată, prezentul Program susține implementarea următoarelor direcții conexe:

6.1. *Direcția 1: Transformarea digitală a întreprinderilor - prin digitalizarea operatorilor din domeniul energetic;*

6.2. *Direcția 4: Stimularea pieței serviciilor de plăți electronice - prin facilitarea plăților digitale pentru serviciile energetice;*

6.3. *Direcția 6: Promovarea cooperării în domeniul cercetării și dezvoltării - prin parteneriate pentru inovații în domeniul energetic*

7. Prezentul Program corelează cu alte documente de politici publice precum:

7.1. **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):

7.1.1. *Facilitarea creării centrelor regionale ecoenergetice prin utilizarea tehnologiilor digitale pentru monitorizarea și gestionarea resurselor energetice regenerabile la nivel local;*

7.1.2. *Asigurarea condițiilor tehnice digitale necesare pentru instalarea și integrarea a circa 410 MW capacități noi de generare din surse regenerabile;*

7.1.3. *Digitalizarea proceselor de implementare a măsurilor de eficiență energetică și monitorizarea impactului acestora;*

7.1.4. *Crearea infrastructurii digitale necesare pentru gestionarea interconectărilor energetice cu România și operarea depozitelor comune de gaze naturale;*

7.1.5. *Dezvoltarea sistemelor digitale de gestionare a stocării energiei în concordanță cu noile capacități de generare;*

7.1.6.Implementarea soluțiilor digitale pentru monitorizarea și optimizarea producției de biogaz și biocombustibili;

7.1.7.Susținerea antreprenoriatului ecologic prin platforme digitale și soluții tehnologice inovatoare.

7.2.**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;

7.3.**Strategia securității informaționale 2019-2024**, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 257/2018: 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.

7.4. **Strategia securității naționale a Republicii Moldova**, aprobată prin Hotărârea Parlamentului nr. 391/2023: Strategia apreciază domeniul energetic ca o vulnerabilitate a securității statului și reglementează securitatea și reziliența energetică ca o direcție prioritară de acțiune, pentru care sunt prevăzute în calitate de acțiuni de realizat, printre altele:

7.4.1.armonizarea legislației naționale cu normele europene în domeniul energetic;

7.4.2.consolidarea securității energetice, prin creșterea capacității de interconectare cu statele UE în sistemul energetic european;

7.4.3.modernizarea și extinderea capacităților de producție a energiei termice și electrice, inclusiv din surse regenerabile;

7.4.4. dezvoltarea și implementarea unor proceduri de gestionare a crizelor energetice;

7.4.5. implementarea programelor de eficientizare a consumului de energie, de educație și de conștientizare în domeniul eficienței energetice;

7.4.6.dezvoltarea și consolidarea parteneriatelor energetice cu statele membre ale UE, precum și cu cele ale Comunității Energetice;

7.5.**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.

7.6.**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:

7.6.1.Accelerarea implementării rețelelor inteligente și a flexibilității sistemului energetic;

7.6.2.Crearea unui spațiu comun de date proprii domeniului energetic pentru facilitarea inovării și a serviciilor noi;

7.6.3.Consolidarea lanțului de aprovizionare pentru tehnologiile digitale energetice;

7.6.4.Îmbunătățirea competențelor digitale în domeniu energetic;

7.6.5.Mobilizarea investițiilor pentru infrastructura digitală energetică.

8.Prezentul Program este racordat și la angajamentele internaționale relevante după cum urmează:

8.1.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

8.2.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.

8.3.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.

8.4.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.

9. 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:

9.1. 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 antreprenariat în domeniul energetic. Programul de transformare digitală a IMM-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;

9.2. 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 domeniului energetic, pregătind forța de muncă pentru economia digitală a viitorului;

9.3. 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;

9.4. 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.

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

10.1. alinierea cu perioada de implementare a Strategiei „Moldova Europeană 2030”;

10.2. 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;

10.3. flexibilitatea în adaptarea la evoluția tehnologică rapidă și la cerințele în continuă schimbare ale tranziției energetice;

10.4. posibilitatea unei evaluări intermediare și ajustării bazate pe rezultate și lecții învățate, precum și evoluția contextului național și internațional.

11. 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*”, precum și în conformitate cu principiul „a nu lăsa pe nimeni în urmă” (Leave No One Behind – LNOB), promovat de Agenda 2030 pentru Dezvoltare Durabilă, implicând multiple ședințe plenare și reuniuni tehnice pe parcursul perioadei de elaborare cu participarea următoarelor părți interesate:

11.1. Autoritățile și instituțiile publice:

11.1.1. Ministerul Energiei – coordonator principal;

11.1.2. Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării;

11.1.3. Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică;

11.1.4. Agenția pentru Securitate Cibernetică, înființată în 2024, cu misiunea de a consolida reziliența cibernetică națională în conformitate cu cerințele europene.

11.2. Operatorii din domeniul energetic:

11.2.1. Moldelectrica - operatorul sistemului de transport;

11.2.2. Premier Energy Distribution, RED Nord și FEE Nord - operatorii de distribuție și furnizare;

11.2.3. Termoelectrica, CET Nord și alți producători de energie;

11.2.4. Reprezentanți ai producătorilor de energie din surse regenerabile și ai prosumatorilor.

11.3. Partenerii de dezvoltare:

11.3.1. Programul Națiunilor Unite pentru Dezvoltare (PNUD) - a sprijinit proiectul-pilot de contorizare inteligentă;

11.3.2. Guvernul Italiei, prin cofinanțare PNUD susține extinderea programului de implementare a contoarelor inteligente;

11.3.3.Comisia Europeană și alte instituții europene care susțin alinierea la standardele UE în domeniul digitalizării energetice.

11.4.Sectorul privat și societatea civilă:

11.4.1.Reprezentanți ai companiilor de tehnologie și inovare;

11.4.2.Asociații profesionale din domeniul energetic și TIC;

11.4.3.Organizații ale societății civile active în domeniile energiei, mediului și digitalizării;

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

12.Pe parcursul perioadei de elaborare Programul a fost supus consultărilor publice pe diverse platforme de dialog astfel rezultatul acestui proces participativ amplu fiind un Program care reflectă nevoile și aspirațiile tuturor părților interesate, asigurând legitimitatea și sustenabilitatea transformării digitale a domeniului energetic al Republicii Moldova:

12.1.Consultarea publică cu operatorii din domeniul energetic (iunie 2025):

12.2.Prezentarea conceptului Programului către reprezentanții operatorilor de transport, sistem, furnizare și distribuție, ANRE și alte instituții de stat;

12.3.Transmisiune live pe platforma www.privesc.eu³, asigurând transparența maximă;

12.4.Peste 45 de participanți din domeniul energetic;

12.5.Sursa web disponibilă pe: <https://energie.gov.md/ro/content/ministerul-energiei-prezentat-conceptul-programului-de-transformare-digitala-sectorului>.

12.6.Consultarea cu sectorul privat prin Consiliul Economic pe lângă Prim Ministrul (iulie 2025):

12.6.1.Dialog structurat cu reprezentanții sectorului privat privind oportunitățile și provocările digitalizării;

12.6.2.Colectarea propunerilor pentru stimularea investițiilor private în infrastructura digitală energetică;

12.6.3.30+ companii participante din sectoarele IT, energie și servicii conexe;

12.6.4.Sursa web disponibilă pe: <https://energie.gov.md/ro/content/conceptul-programului-de-transformare-digitala-sectorului-energetic-pentru-anii-2025-2030>.

12.7.Platforma guvernamentală online de consultare (august 2025) - proiectul Programului a fost publicat pe portal dedicat www.particip.gov.md⁴ pentru consultări publice și colectarea propunerilor.

Capitolul II.

ANALIZA SITUAȚIEI CURENTE

Secțiunea 1-a.

Descrierea problemelor din domeniul transformării digitale a domeniului energetic

13.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.

14.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 neintegrate și depășite tehnologic, generând costuri ridicate și timpi mari de intervenție; lipsa interoperabilității între platformele digitale ale operatorilor și sistemele instituțiilor de reglementare; absența unui sistem unificat de

³ <https://privesc.eu/arhiva/109155/Consultari-publice-privind-prezentarea-conceptului-Programului-de-implementare-a-transformarii-digiale-in-sectorul-energetic-al-Republicii-Moldova-pe>

⁴ <https://particip.gov.md/ro/document/stages/proiectul-hotararii-de-guvern-cu-privire-la-aprobarea-programului-de-transformare-digitala-a-domeniului-energetic-al-republicii-moldova-pentru-anii-2026-2030/14987>

monitorizare și control al rețelelor energetice; infrastructură de comunicații insuficientă pentru susținerea rețelelor inteligente și a serviciilor digitale către consumatori.

15.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. Nivelul redus de digitalizare a proceselor operaționale se manifestă prin predominanța proceselor manuale sau semi-automatizate, care limitează capacitatea de optimizare și eficientizare a consumului energetic. Lipsa sistemelor de contorizare inteligentă la scară largă, cu doar 35.000 de contoare inteligente instalate parțial din programul-pilot inițiat în 2023, privează consumatorii de posibilitatea monitorizării și gestionării consumului propriu. Această situație generează monitorizare ineficientă a consumului și pierderilor în rețea, cu impact direct asupra tarifelor, și limitează capacitatea de integrare a surselor regenerabile de energie.

16.De la începutul războiului din Ucraina, numărul atacurilor cibernetice asupra infrastructurii digitale a crescut cu circa 30%. Sistemele energetice, ca parte a infrastructurii critice naționale, reprezintă o țintă prioritară pentru atacatorii cibernetici. În perioada decembrie 2023 - mai 2024 au fost raportate și analizate circa 200 de incidente cibernetice, inclusiv atacuri coordonate asupra sistemelor electorale și infrastructurii critice. Vulnerabilitatea este amplificată de lipsa unui cadru normativ specific pentru securitatea cibernetică în domeniul energetic, aliniat cu cerințele Directivei NIS2, și de capacitățile limitate de răspuns la incidente cibernetice.

17.Domeniul energetic se confruntă cu o lipsă acută de personal calificat în domeniul tehnologiilor digitale și securității cibernetice. Deficitul de competențe digitale este agravat de absența programelor de formare specializate pentru profesioniștii din domeniul energetic, migrarea specialiștilor IT către sectoare mai bine remunerate, colaborarea insuficientă între instituțiile de învățământ și operatorii energetici, precum și de barierele de gen și vârstă în accesul la formare digitală, cu doar 31% reprezentare feminină în sectorul TIC.

Secțiunea a 2-a.

Cauzele problemelor identificate

18.Investițiile insuficiente în modernizarea infrastructurii și subfinanțarea cronică a domeniului energetic au condus la amânarea sistematică a proiectelor de modernizare tehnologică și la utilizarea prelungită a echipamentelor depășite moral și fizic. Lipsa resurselor pentru implementarea soluțiilor digitale moderne, atât din surse publice cât și private, este agravată de absența unui cadru de stimulare și de prioritizarea slabă în bugetele multianuale. Această situație a dus la neglijarea nevoilor specifice ale zonelor rurale și comunităților izolate în planificarea investițiilor digitale.

19.Deși Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică, elaborată cu sprijinul Uniunii Europene și în vigoare de la 1 ianuarie 2025, reprezintă un pas important, domeniul energetic încă nu dispune de un cadru normativ și de reglementare complet. Lipsesc standarde tehnice specifice pentru digitalizarea domeniului energetic, aliniate cu acquis-ul european, cerințe clare de securitate cibernetică pentru operatorii energetici conform Codului de rețea UE, mecanisme de stimulare a investițiilor în tehnologii digitale, precum și prevederi specifice pentru asigurarea accesibilității serviciilor digitale pentru persoanele cu dizabilități și vârstnici.

20.Lipsa unei coordonări centralizate și fragmentarea eforturilor de digitalizare au condus la implementări izolate și incompatibile între diferiți operatori, duplicarea eforturilor și risipa de resurse. Absența unei viziuni integrate pentru transformarea digitală sectorială care să includă dimensiunea incluziunii sociale a rezultat în neglijarea consultării grupurilor vulnerabile în procesul de planificare a digitalizării.

Secțiunea a 3-a.

Consecințele în cazul neintervenției

21.În lipsa unor măsuri urgente de digitalizare și securizare, domeniul energetic rămâne expus unor riscuri semnificative care afectează securitatea energetică națională, reziliența operațională și capacitatea de răspuns la crize. Acestea includ 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. Dependența crescută de importuri va continua 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, adâncind inegalitățile energetice între urban și rural.

22.Consecințele economice și sociale directe generate de lipsa digitalizării în domeniul energetic includ creșterea costurilor operaționale cu 20-30% din cauza ineficiențelor, imposibilitatea atragerii investițiilor în proiecte energetice moderne, blocarea dezvoltării sectoarelor economice dependente de energie fiabilă și accesibilă, perpetuarea sărăciei energetice pentru 25% dintre gospodăriile și excluderea permanentă a comunităților rurale de la beneficiile tranziției energetice.

23.Impactul asupra coeziunii sociale și dezvoltării durabile este major, sectorul rezidențial fiind responsabil pentru 50,2% din consumul final de energie. Lipsa digitalizării va duce la creșterea facturilor la energie cu 15-20% pentru gospodăriile care nu pot optimiza consumul, acces limitat la servicii energetice moderne, adâncirea inegalităților sociale prin excluderea de la beneficiile digitalizării, imposibilitatea îndeplinirii angajamentelor climatice și potențiale tensiuni sociale din cauza distribuției inechitabile a costurilor tranziției energetice.

Secțiunea a 4-a.

Impactul asupra principalelor grupuri vulnerabile

24.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.

25.Gospodăriile cu venituri reduse, reprezentând circa 64,4% dintre gospodăriile care se încălzesc cu sobe și lemne de foc, sunt expuse unor riscuri majore în lipsa digitalizării. Acestea suportă costuri energetice disproporționate (15-25% din veniturile lunare) fără posibilitatea optimizării consumului prin tehnologii inteligente. Sunt excluse de la beneficiile tarifelor diferențiate și ale serviciilor personalizate care necesită infrastructură digitală și nu pot participa la scheme de flexibilitate și răspuns la cerere care ar putea reduce costurile.

Tabelul 1. Date dezagregate privind gospodăriile vulnerabile

Indicator	Valoare
Gospodării rurale fără acces la internet	27%
Gospodării sărace fără dispozitive digitale adecvate	42%
Ponderea costului energiei în venitul gospodăriilor vulnerabile	22%
Ponderea costului energiei în venitul gospodăriilor cu venituri medii	8%

26.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, vulnerabilitate la fluctuațiile de preț și dificultăți în adaptarea la cerințele privind eficiența energetică. Microîntreprinderile (1-9 angajați) sunt cele mai afectate, cu 83% neavând acces la soluții de

management energetic. Întreprinderile conduse de femei au un acces cu 40% mai redus la finanțare pentru digitalizare, iar IMM-urile din sectorul rural sunt limitate de conectivitatea precară.

27.Comunitățile rurale și zonele izolate se confruntă cu disparități geografice severe, având acces limitat la rețele de distribuție modernizate și la internet de mare viteză (doar 53% acoperire broadband în rural). Acestea sunt lipsite de alternative energetice moderne și sunt excluse de la utilizarea aplicațiilor de monitorizare și optimizare a consumului. Din totalul localităților rurale, 78% nu au acces la rețele de gaz natural, iar timpul mediu de remediere a defecțiunilor este de 12 ore, comparativ cu 3 ore în urban.

28.Dimensiunea de gen în accesul la beneficiile digitalizării energetice este evidentă prin faptul că 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, participarea femeilor la procesele decizionale privind digitalizarea este sub 20% în poziții de conducere. Gospodăriile monoparentale conduse de femei sunt afectate disproporționat, 32% dintre acestea fiind în sărăcie energetică.

29.Persoanele cu dizabilități și vârstnicii reprezintă 38% din populație (15% cu dizabilități și 23% peste 60 de ani) și riscă să fie excluse de la beneficiile transformării digitale dacă interfețele și procesele nu sunt accesibile. Lipsa interfețelor accesibile pentru aplicațiile de management energetic și costurile suplimentare pentru adaptarea tehnologiilor la nevoile specifice creează bariere semnificative în adoptarea soluțiilor digitale.

30.Pentru a preveni excluderea digitală, prezentul Program integrează măsuri comprehensive de incluziune: 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 și monitorizarea anuală a gradului de incluziune digitală prin indicatori dedicați.

Secțiunea a 5-a.

Date statistice și dovezi cantitative

31.Infrastructura energetică actuală se caracterizează prin consum mediu lunar de 368 milioane kWh, cu o contribuție internă de doar 21,8%, reflectând o dependență ridicată de importuri. Variațiile sezoniere (320-340 mln. kWh vara, 400-440 mln. kWh iarna) afectează disproporționat gospodăriile vulnerabile în sezonul rece. Capacitatea de producție locală este limitată, cu doar 12% din energie provenind din surse regenerabile locale.

Tabelul 2. Structura consumului energetic pe categorii

Categorie consumatori	Ponderea în consum total	Observații
Rezidențial	50,2%	Din care 35% gospodării vulnerabile
Industrial	28,3%	-
Comercial și servicii	15,2%	-
Public	6,3%	-

32.Impactul economic al ineficiențelor energetice este ilustrat de volatilitatea extremă a pieței, cu Energocom raportând pierderi de 127 milioane lei în 2023, urmate de un profit de 858,1 milioane lei în 2024. Pierderile în rețele, estimate la 15-20% din energia distribuită, generează 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.

33.Progresul în digitalizarea domeniului energetic rămâne limitat. Din cele 259 de companii sprijinite prin Programul de digitalizare a IMM-urilor cu granturi totale de 68,62 milioane lei, doar o proporție redusă a vizat domeniul energetic. Investițiile cumulate totale de 118,61 milioane lei în proiecte de digitalizare la nivel

național sunt insuficiente pentru nevoile reale ale sectorului, cu 78% concentrate în Chișinău și Bălți. Din necesarul estimat de circa 1,5 milioane contoare inteligente, doar 35.000 au fost instalate parțial.

Secțiunea a 6-a. Beneficiarii Programului

34. Identificarea și prezentarea beneficiarilor Programului a fost realizată atât prin delimitarea beneficiarilor direcți, cât și a beneficiarilor indirecti, în funcție de natura relației acestora cu măsurile propuse și de modul concret în care vor fi resimțite efectele implementării.

35. Pentru a asigura o înțelegere clară și diferențiată, fiecare categorie de beneficiari este structurată pe baza unor criterii de dezagregare relevante, care reflectă caracteristicile sociale, economice și instituționale ale grupurilor vizate.

36. În cazul beneficiarilor direcți, identificarea lor s-a efectuat în funcție următoarele criterii de dezagregare:

- 36.1. Mediul de reședință (urban/rural) – consumatori casnici;
- 36.2. Gradul de vulnerabilitate energetică – consumatori casnici vulnerabili;
- 36.3. Tipul de activitate (transport, distribuție, producție) – operatori energetici;
- 36.4. Dimensiunea întreprinderii (micro, mici, mijlocii) – întreprinderi mici și mijlocii;
- 36.5. Nivelul administrativ (central/local) – instituții publice;
- 36.6. Tipul de utilizator (rezidențial, comercial, industrial) – prosumatori actuali și potențiali.

37. Identificarea beneficiarilor indirecti are la bază următoarele criterii de dezagregare:

- 37.1. Impactul macroeconomic asupra economiei naționale – întregul sector economic;
- 37.2. Potențialul de dezvoltare sectorială – companii din sectorul IT&C;
- 37.3. Integrarea în programe educaționale și de formare profesională – instituții de învățământ superior și colegii;
- 37.4. Rolul în participarea civică și monitorizare – organizații ale societății civile;
- 37.5. Dimensiunea intergenerațională a beneficiilor – generațiile viitoare.

38. Această abordare permite nu doar delimitarea clară a grupurilor țintă, ci și evidențierea modului în care transformarea digitală a domeniului energetic se răsfrânge asupra diverselor paliere ale societății și economiei, asigurând o fundamentare solidă a impactului preconizat.

39. Pentru o imagine sintetică și ușor de parcurs, categoriile de beneficiari ai Programului, împreună cu criteriile de dezagregare aferente, sunt redată în mod sistematic în tabelele de mai jos. Această structurare permite corelarea directă a fiecărui criteriu cu grupurile-țintă identificate, evidențiind atât diversitatea beneficiarilor direcți, cât și amploarea impactului asupra beneficiarilor indirecti.

40. Beneficiarii direcți ai Programului de transformare digitală a domeniului energetic includ:

Tabelul 3. Beneficiari direcți ai Programului

Categorie beneficiari	Număr estimat	Dezagregare disponibilă
Consumatori casnici	1.2 milioane gospodării	• Urban: 45% (540,000) • Rural: 55% (660,000) • Vulnerabili energetic: 25% (300,000)
Operatori energetici	15 entități majore	• Transport: 1 (Moldelectrica) • Distribuție: 3 (PED, RED Nord, FEE Nord) • Producție: 11 operatori
IMM-uri	5,000 întreprinderi	• Micro: 65% • Mici: 25%

Categorie beneficiari	Număr estimat	Dezagregare disponibilă
		• Mijlocii: 10%
Instituții publice	500 entități	• Autorități centrale: 50 • Autorități locale: 450
Prosumatori actuali și potențiali	12,000 până în 2030	• Rezidențiali: 80% • Comerciali: 15% • Industriali: 5%

41. Beneficiarii indirecti ai Programului cuprind:

Tabelul 4. Beneficiari indirecti ai Programului

Categorie beneficiari	Impact estimat	Modalitate de beneficiere
Economia națională	Întregul sector economic	Reducerea costurilor energetice, creșterea competitivității
Sectorul IT&C	200+ companii	Oportunități noi de business în soluții digitale energetice
Instituții educaționale	15 universități și colegii	Programe noi de formare în domeniul digital-energetic
Organizații societate civilă	50+ ONG-uri	Participare la monitorizare și advocacy
Generațiile viitoare	Populația sub 18 ani	Moștenirea unui sistem energetic modern și sustenabil

Capitolul III.

OBIECTIVE GENERALE

Secțiunea 1-a.

Prezentarea obiectivelor generale

42. 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.

Obiectiv general 1: Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în 2030

43. 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.

44. **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, domeniul 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 domeniului.

Obiectiv general 2: Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în 2030

45. Derivat din cerințele Legii securității cibernetică 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 critică din domeniul energetic împotriva amenințărilor cibernetică în creștere.

46. **Rațiune de intervenție:** Conflictul regional și tensiunile geopolitice au evidențiat vulnerabilitatea extremă a infrastructurii energetice la atacuri cibernetică, 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 cibernetică comparabile cu standardele NATO și UE.

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

47. 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.

48. **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 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.

Secțiunea a 2-a.
Indicatori pentru obiective generale

Tabelul 5. Indicatori de impact pentru obiectivele generale

Nr.	Denumire indicator	Tip	Valoare referință 2025	Valoare țintă 2030	Furnizor date
OG1. Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente					
1.1	Gradul de digitalizare a infrastructurii energetice (%)	Impact	20%	80%	ANRE/ME
1.2	Reducerea pierderilor tehnice în rețele (%)	Impact	18%	12%	ME, Operatori
1.3	Timpul mediu de restabilire a serviciului (ore)	Impact	8	2	ANRE
OG2. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică					
2.1	Gradul de protecție cibernetică a infrastructurii critice (%)	Impact	15%	95%	ASC/ME
2.2	Incidente cibernetic majore anual (#)	Impact	12	<3	ME
2.3	Timpul de recuperare după incident major (ore)	Impact	48	4	ME
OG3. Accelerarea tranziției energetice					
3.1	Ponderele energiei regenerabile în mixul energetic (%)	Impact	15%	30%	ME/ANRE
3.2	Reducerea emisiilor GES față de 1990 (%)	Impact	45%	70%	ME
3.3	Gospodării cu acces la servicii energetice digitale (%)	Impact	10%	60%	ANRE, ME, Operatori

Capitolul IV. OBIECTIVE SPECIFICE

Secțiunea 1-a.

Obiective specifice pentru infrastructura digitală inteligentă (Obiectivul general 1)

Obiectivul specific 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.*

49. **Rațiune de intervenție:** Fragmentarea actuală a sistemelor IT și OT în domeniul 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.

50. Implementarea registrelor naționale și a platformelor naționale de management a energiei sunt instrumente digitale critice pentru guvernanta 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.

51. **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:

51.1. 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.

51.2. Registrul va permite o gestionare mai ușoară a schimbărilor de furnizor, simplificând procedurile administrative și reducând timpul de tranziție.

51.3. 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.

51.4. 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.

52. **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 analiza și raportarea consumului totalizat pe diferite intervale de timp (lună, an) și la diferite niveluri geografice (național, regional, localitate). Beneficii de implementare:

52.1. 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 sprijini deciziile informate și optimizarea resurselor.

52.2. PNME va permite generarea de rapoarte statistice detaliate privind consumul energetic, permițând autorităților să identifice tendințele și să îmbunătățească planificarea pe termen lung.

52.3. Platforma va contribui la monitorizarea în timp real a utilizării resurselor, identificând oportunități pentru eficientizarea consumului și reducerea pierderilor.

52.4. 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 domeniul energetic, asigurându-se o colaborare eficientă, precum și va dispune o interfață web publică pe care se vor reflecta diverse informații de interes public.

52.5. 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.

53. 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 facilita 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:

53.1. subsistemul informațional „Portalul public al CNED”;

53.2. subsistemul informațional „Managementul programelor și proiectelor”;

53.3. subsistemul informațional „Managementul energetic în clădiri”;

53.4. subsistemul informațional „Eficiența energetică a clădirilor”;

53.5. subsistemul informațional „Auditul energetic”;

53.6. subsistemul informațional „Monitorizarea și verificarea economiilor de energie”;

53.7. subsistemul informațional „Registrul specialiștilor în domeniul eficienței energetice”;

53.8. subsistemul informațional „Administrare și funcționalități de sistem”;

53.9. subsistemul informațional „Analiza datelor și generarea rapoartelor”;

53.10. subsistemul informațional „Platforma GIS”.

Obiectivul specific 1.2. Până la sfârșitul anului 2030, cel puțin 40% din consumatorii casnici vor beneficia de contoare inteligente, cu accent pe zonele urbane și gospodăriile vulnerabile

54. Rațiune de intervenție: Sistemul actual de contorizare manuală generează erori de facturare pentru circa 15% din consumatori, imposibilitatea tarifatării 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.

55. Dezvoltarea rețelelor inteligente avansate (advanced smart grids). Rețelele inteligente avansate reprezintă fundația infrastructurii energetice moderne. Activitățile vor include cel puțin:

55.1. Modernizarea etapizată a tuturor componentelor de infrastructuri IT și OT existente sunt strict esențiale pentru implementarea de tehnologii avansate ce vor permite gestionarea mai eficientă a energiei, inclusiv integrarea surselor regenerabile.

55.2. 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:

55.2.1.Elaborarea cerințelor tehnice privind contoarele inteligente:

55.2.1.1.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;

55.2.1.2.Tehnologie de comunicații / transfer de date, protocoale de comunicare⁵;

55.2.1.3.Cerințe privind certificarea contoarelor;

55.2.1.4.Revizuirea cadrului normativ privind durata exploatării și verificărilor periodice;

55.2.1.5.Cerințe privind securitatea cibernetică⁶ prin elaborarea reglementărilor naționale (transpunerea directivei EU⁷) privind securitatea cibernetică aplicabilă contoarelor inteligente⁸, asigurarea end-point security (criptarea datelor, autentificarea de acces securizat autorizat etc.);

55.2.1.6.Coresponderea și conformarea cu normele de reciclare a deșeurilor de echipamente electrice și electronice (HG 212/2018);

55.2.2.Colectarea și transferul datelor:

55.2.2.1.Cerințe față de tehnologiile și standardele de transfer a datelor, protocoale de comunicare;

55.2.2.2.Cerințe privind certificarea concentratoarelor;

55.2.2.3.Periodicitatea citirii datelor;

55.2.2.4.Aplicații(software) și cerințe de interoperabilitate/compatibilitate cu diferite tipuri de contoare / producători diferiți;

55.2.2.5.Cerințe privind localizarea concentratoarelor, deservire / verificare periodică;

55.2.2.6.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.);

56.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:

56.1.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;

56.2.platforma va permite monitorizarea continuă a contoarelor și poate raporta rapid orice eroare sau incident apărut în echipamentele de măsurare;

56.3.HES poate trimite, asigurând comunicarea bidirecțională prin comenzi către contoarele inteligente, cum ar fi resetarea, actualizări de firmware, sau chiar deconectarea/ reconectarea unui consumator.

57.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:

57.1.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);

⁵ https://www.cenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Meters/cen-clc-etsi-tr50572_2011.pdf

⁶ <https://www.esmig.eu/wp-content/uploads/2022/01/Protection-Profile-for-Smart-Meters.pdf>

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022PC0454>

⁸ https://energy.ec.europa.eu/document/download/eee93bb8-1bda-4bdc-ac64-7edd6d0e60bc_en?filename=dpia_for_publication_2018.pdf

57.2.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;

57.3.MDM poate fi integrat cu sisteme de facturare, platforme de gestionare a cererii și alte soluții IT pentru a îmbunătăți eficiența generală a rețelei;

57.4.unul dintre scopurile principale ale MDM este să furnizeze date precise pentru facturarea consumului de energie, eliminând erorile asociate cu facturarea tradițională.

58.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:

58.1.ADMS oferă operatorilor o platformă centralizată pentru monitorizarea stării rețelei, identificarea problemelor și luarea de măsuri corective;

58.2.platforma permite optimizarea distribuției de energie prin ajustarea fluxurilor de energie, managementul sarcinilor și reducerea pierderilor în rețea;

58.3.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;

58.4.ADMS poate gestiona sursele de energie distribuite, cum ar fi energia solară și eoliană, optimizând integrarea lor în rețea.

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

59. 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.

60.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:

60.1.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;

60.2.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;

60.3.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;

60.4.analize și generarea rapoarte operaționale, analize de tendințe, calcularea indicatorilor de performanță (SAIDI, SAIFI) și oferă instrumente pentru analiza post-incident.

61.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:

61.1.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;

61.2.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;

61.3.managementul resurselor umane facilitând administrarea personalului operațional și tehnic, planifică echipele de intervenție, gestionează calificările și autorizările specifice domeniului energetic și calculează salarizarea conform CCM;

61.4.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.

62.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:

62.1.gestionarea completă a relației cu consumatorii prin menținerea unei baze de date unificate a consumatorilor, istoricul complet al interacțiunilor, preferințele de comunicare și permite segmentarea pentru campanii țintite;

62.2.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;

62.3.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;

62.4.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.

63.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:

63.1.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;

63.2.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;

63.3.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;

63.4.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.

64. 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.

65. Indicatorii aferenți obiectivelor specifice ale Obiectivului general 1 au fost definiți pentru a permite monitorizarea și evaluarea progresului în realizarea acestora, prezentarea lor sintetică fiind inclusă în Tabelul 6, după cum urmează:

Tabelul 6. Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 1

Nr.	Denumire indicator	Tip	Valoare referință 2025	Valoare țintă 2028	Valoare țintă 2030	Furnizor date
OS 1.1 Modernizarea digitală a infrastructurii critice						
1.1.1	Infrastructură critică modernizată digital (%)	Rezultat	20%	80%	95%	ME/ANRE
1.1.2	Registrul Național al Locurilor de Consum operațional	Produs	Nu	Da	Da	ME
1.1.3	Platforma Națională de Management Energetic funcțională	Produs	Nu	Da	Da	ME
1.1.4	Sisteme informatice integrate (#)	Produs	2	10	15	Operatori
1.1.5	Resurse financiare alocate modernizării (mil. MDL)	Resurse	50	250	400	ME/ANRE
OS 1.2 Implementarea contoarelor inteligente						
1.2.1	Pondere consumatorilor cu contoare inteligente (%)	Rezultat	3%	25%	40%	ANRE
1.2.2	Număr contoare inteligente instalate (#)	Produs	35,000	265,000	500,000	Operatori
1.2.3	Gospodării vulnerabile cu contoare inteligente (#)	Produs	0	50,000	100,000	ANRE
1.2.4	Investiții în infrastructura de contorizare (mil. MDL)	Resurse	25	200	350	Operatori
OS 1.3 Automatizarea proceselor operaționale						
1.3.1	Procese operaționale critice automatizate (%)	Rezultat	20%	90%	98%	ANRE
1.3.2	Sisteme SCADA modernizate (#)	Produs	1	10	15	Operatori
1.3.3	Timp mediu remediere defecțiuni (ore)	Rezultat	8	2	1	Operatori
1.3.4	Personal specializat în automatizare (#)	Resurse	50	200	300	Operatori

Secțiunea a 2-a.

Obiective specifice pentru securitatea cibernetică (OG 2)

Obiectivul specific 2.1. *Până la sfârșitul anului 2026, se va asigura monitorizarea 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică în cadrul operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv NIS2).*

66. **Rațiune de intervenție:** Domeniul energetic înregistrează în medie 50 de tentative de atac cibernetic pe săptămână, iar capacitatea actuală de detecție și răspuns este practic insuficientă, cu timp de identificare a

incidentelor care depășește 72 ore. Prin fortificarea sistemelor de monitorizare și răspuns ale operatorilor critici, timpul de detecție și reacție la incidente va fi redus la sub o oră. Fără aceste măsuri, domeniul energetic rămâne vulnerabil la atacuri cibernetice care pot provoca întreruperi masivă la scară națională, așa cum s-a demonstrat în Ucraina (2015, 2016) și în alte țări.

67. Consolidarea capacităților cibernetice în domeniul energetic va asigura interoperabilitate și conformitate cu standardele internaționale, reducând riscurile asupra continuității serviciilor și sprijinind integrarea Republicii Moldova în piața energetică europeană:

68. Justificare generală - specificul domeniului energetic și diferențierea față de alte sectoare.

68.1. 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.

68.2. 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:

68.2.1. 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;

68.2.2. 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;

68.2.3. 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.

68.3. 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.

68.4. 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.

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

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

69.1.1. ISO/IEC 27001 – asigură cadrul de guvernanta a sistemului de management al securității informației;

69.1.2. ISO/IEC 27002 – controale specifice de securitate cibernetică și protecție a datelor pentru întregul sistem organizațional (IT);

69.1.3. ISO/IEC 27032 – ghid pentru securitatea cibernetică în rețele complexe și distribuția responsabilităților între entități.

69.2. Standarde sectoriale specifice OT/ICS/SCADA în domeniul 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 7. Standarde sectoriale specifice OT

Standard	Descriere relevantă pentru domeniul 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 prin mecanisme operaționale de securitate cibernetică.
IEC 61850	Automatizarea stațiilor electrice – necesită protecție a traficului GOOSE/MMS/SV și integrarea cu sisteme de analiză comportamentală din cadrul mecanismelor de monitorizare cibernetică.
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 capacitățile operaționale de securitate cibernetică în domeniul 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 de securitate cibernetică operațională: 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 cibernetică specializată 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 mecanismele de securitate cibernetică operațională.
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 proiectarea și operarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic.

69.3. Capacitățile de securitate cibernetică dedicate domeniului energetic trebuie să integreze capacități de colectare și analiză a traficului specific OT (inclusiv în formate binare, serializate, real-time), aspecte care nu sunt acoperite, în mod nativ, de mecanismele de securitate IT tradiționale.

70. **Funcții și capacități specifice pentru securitatea cibernetică în domeniul energetic**, definite pentru a asigura prevenirea, detectarea, răspunsul și recuperarea în fața incidentelor, sunt prezentate în Tabelul 8, fiind corelate cu standardele internaționale și bunele practici aplicabile în materie.

Tabelul 8. Funcțiile specifice ale securității energetice

Funcțiile securitate cibernetică energetică	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 domeniului	Colectarea și analiza indicatorilor de compromitere (IoC) și a TTP-urilor (Tactics, Techniques, Procedures) relevante pentru domeniul energetic, în colaborare cu ENTSO-E, E-ISAC și alte rețele internaționale relevante domeniului energetic.
Interoperabilitate mecanismele naționale de securitate cibernetică național	Mecanism de escaladare și alertare în timp real către structurile naționale de securitate cibernetică 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)

71. **Avantaje și beneficii strategice ale capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic**, care vizează creșterea rezilienței infrastructurilor critice, protecția consumatorilor și alinierea la standardele și practicile internaționale, sunt reflectate sintetic în Tabelul 9, după cum urmează:

Tabelul 9. Avantaje și beneficii strategice ale capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic

Domeniu	Beneficii specifice
Operare continuă și specializată	Personal instruit în securitatea SCADA și ICS, cu capacitate de analiză contextuală superioară, izolare și detecții timpurii a amenințărilor, reducerea riscului de propagare în lanț către alte sectoare și prevenirea 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	Se reduce semnificativ MTTR (mean time to respond) în cazul unui atac care afectează sistemele de control al producției/distribuției, prin 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/ENTSO, etc pentru securitatea infrastructurilor critice energetice.
Interoperabilitate cu structurile naționale (ASC)	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.

72. Relația cu structurile naționale de securitate cibernetică:

72.1. Complementaritate și coordonare

72.1.1. Arhitectura capacităților de securitate cibernetică din domeniul energetic nu este concurentă, ci complementar, fiind conectată cu mecanismele naționale print canale securizate și redundante pentru schimb de alerte, indicatori de atac și coordonare în caz de incident de interes național;

72.1.2. Aceste capacități vor avea un rol dublu: vor acționa ca primă linie de răspuns pentru incidente specifice domeniului energetic și ca punct de escaladare pentru incidente ce depășesc nivelul sectorial (ex. atacuri hibride asupra mai multor sectoare critice);

72.1.3. Colaborare instituțională prin acorduri de colaborare cu ASC și alte autorități/instituții naționale de profil, pentru a asigura interoperabilitatea proceselor, schimbului de date, derularea exercițiilor comune și utilizarea acelorași metodologii de clasificare a incidentelor.

72.2. Exemplificare – incidente reale relevante:

72.2.1. 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;

72.2.2. Colonial Pipeline (SUA, 2021) – incident de ransomware care a afectat capacitatea de distribuție a combustibilului pe Coasta de Est;

72.2.3. Dragonfly / Energetic Bear (APT) – grupuri avansate ce vizează operatori de infrastructură critică energetică, utilizând spear-phishing și backdoors pe echipamente OT.

72.3. Toate aceste atacuri au avut în comun lipsa unui mecanism de detecție precoce specific rețelelor industriale și a unor capacități operaționale dedicate de securitate cibernetică .

72.4. Exemple de bună practică internațională

72.4.1. Italia – SOC Terna: operatorul național de transport al energiei electrice deține capacități proprii de securitate cibernetică integrate cu rețelele SCADA și sistemele OT, colaborând cu CERT-EN și ENISA;

72.4.2. Franța – EDF CyberSOC: operează capacități dedicate de securitate cibernetică pentru rețelele energetice care lucrează în paralel cu ANSSI (autoritatea națională), oferind protecție la nivel de OT și centrale nucleare;

72.4.3 Germania – BSI și sectorul Energiei: standardele IT-SiG 2.0 și reglementările KRITIS impun fiecărui operator de infrastructură critică energetică să dețină propriile capacități de monitorizare și răspuns cibernetic, integrate în rețeaua națională de răspuns cibernetic.

72.5. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic este o măsură necesară, justificabilă și urgentă în contextul transformărilor digitale, al interdependenței mediilor IT/OT și al escaladării riscurilor cibernetică la adresa infrastructurilor critice. Aceste capacități vor acționa ca barieră proactivă și

mecanism de reziliență operațională, în deplină coordonare cu structurile naționale, contribuind la securitatea energetică a Republicii Moldova.

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

73. **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 exploatare 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.

74. 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:

74.1. tipul de operator (producere / transport / distribuție / furnizare),

74.2. dimensiunea infrastructurii (număr de substații, centre de control, noduri SCADA), precum și numărul de active IT și/sau OT,

74.3. gradul de digitalizare existent,

74.4. cerințele de audit, instruire, mentenanță și certificare formală de către organisme acreditate.

75. În domeniul securității cibernetice energetice, aplicarea standardelor recunoscute și respectarea cerințelor de conformitate reprezintă elemente fundamentale pentru asigurarea unui cadru robust și credibil de protecție. Acestea stabilesc atât nivelurile minime obligatorii de securitate, cât și bunele practici recomandate pentru operatori, instituții publice și alți actori implicați.

76. Categoriile de standarde și conformitate, aplicabile în contextul Programului sunt sintetizate în Tabelul 10:

Tabelul 10. Categoriile de standarde OT și IT

Tip standard	Aplicabilitate	Obligativ / Recomandat
IEC 62443 (serie)	OT security ICS/SCADA	Esențial, NIS2 relevant
IEC 62351	Protecția comunicațiilor din rețele energetice	Relevantă SCADA/telecontrol
IEC 60870-5-101/104	Protocol SCADA	Standard tehnic obligativ
IEC 61850	Substații electrice digitale	Relevantă mare pentru Moldelectrica
DNP3 (secure)	Protocol interoperabilitate	Relevantă limitată local, dar util
ISO/IEC 27001	Securitatea informației – ISMS	Esențial (certificare formală)
ISO/IEC 27002/27011/27032/27035	Ghiduri aplicative pentru telecomunicații, OT, securitate cibernetică și informațională	Necesare pentru control intern
ISO 22301	Continuitate operațională	Obligativ 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

77. **Estimare activități minime obligatorii pentru certificare și conformitate** are ca obiectiv identificarea setului de măsuri de bază pe care organizațiile trebuie să le implementeze pentru a respecta cerințele stabilite prin standardele relevante și cadrul normativ aplicabil. Aceste activități reprezintă nivelul minim de efort necesar pentru obținerea certificării și menținerea conformității, constituind totodată fundamentul pe care se pot construi măsuri suplimentare de îmbunătățire și adaptare la evoluțiile tehnologice și de reglementare.

78. Estimarea realizată în cadrul Programului și prezentată mai jos, în Tabelul 11, 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) și 1-2 centre de dispecerizare.

Tabelul 11. Activități obligatorii pentru certificare

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 guvernanta
NIS2 readiness audit	Gap analysis + raportare	Necesită documente, active, controale
ENISA implementation guidance	Consultanță conformitate	Opțional dar recomandat

79. **Servicii auxiliare pentru conformitate** (Tabelul 12) vizează ansamblul de activități de sprijin care facilitează implementarea și menținerea standardelor și cerințelor normative. Aceste servicii nu fac parte din obligațiile de bază pentru certificare, însă contribuie la consolidarea proceselor interne, la optimizarea resurselor și la asigurarea unei alinieri continue la bunele practici și la reglementările în vigoare.

Tabelul 12. Servicii auxiliare de conformitate

Tip activitate	Detalii
Elaborare politici și proceduri ISMS / BCMS	Minim 20-25 documente conforme
Clasificare active OT/IT și matrice de risc	Mapare detaliată pe business procese
Training personal tehnic și non-tehnic	Conștientizare + cursuri certificate
Implementare SIEM, IAM, instrumente de urmărire de audit	Cerință 27001 + NIS2
Integrarea, gestionarea și consolidarea patch-urilor	Platforme + testare
Audit intern pre-certificare	Preferabil de la alt furnizor

79.1. **Considerații și caracteristici suplimentare** se referă la elementele care depășesc cerințele minime obligatorii, dar care pot influența semnificativ eficiența, sustenabilitatea și adaptabilitatea măsurilor implementate. Acestea includ aspecte de context, factori de risc, particularități sectoriale sau tehnologice, precum și bune practici emergente care pot sprijini atingerea unui nivel superior de reziliență și conformitate. În contextul Programului, acestea sunt:

79.1.1. Certificarea trebuie reactualizată la fiecare 3 ani (recertificare ISO), iar auditul anual este necesar pentru menținerea statutului (supraveghere).

79.1.2.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).

79.1.3.NIS2 implică costuri suplimentare pentru raportare, CSIRT intern sau legături cu, pentru conectarea la mecanismele naționale de securitate cibernetică, precum și pentru jurnalizare și revizuirea ciclului de viață al riscurilor.

79.1.4.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.

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

80. **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.

81.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.

82.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 cu abonament și suport de la producători și/sau parteneri autorizați pentru 36 luni (3 ani integral), inclusiv servicii de instalare/configurare/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, abonament și suport de la producători și/sau parteneri autorizați pentru 36 luni (3 ani integral), servicii de instalare/configurare /punere în funcțiune și transfer de cunoștințe pe care să ruleze soluțiile licențiate (antivirus XDR/EDR, SIEM, DLP) în regim de înaltă disponibilitate.

83.Operatorii de rețea privați vor urma să includă obligatoriu în planurile sale de investiții resursele financiare aferente modernizării securității cibernetice ale infrastructurilor IT și OT, prin implementarea componentelor hardware redundante pentru înaltă disponibilitate, implementarea soluțiilor software de securitate (SIEM, DLP, antivirus EDR/XDR, etc), care trebuie să fie aprobate corespunzător de către 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 planifica și contracta servicii de audit a securității pentru identificarea și justificarea necesităților pentru a desfășura modernizarea securității cibernetice aprofundată.

84. Prin intermediul indicatorilor pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 2, definiți și prezentați sintetic în Tabelul 13, se urmărește măsurarea progresului în implementarea măsurilor, evaluarea gradului de atingere a rezultatelor preconizate și asigurarea unei corelări clare cu standardele de performanță stabilite.

Tabelul 13. Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 2

Nr.	Denumire indicator	Tip	Valoare referință 2025	Valoare țintă 2026	Valoare țintă 2027	Valoare țintă 2028	Furnizor date
OS 2.1 Monitorizare 24/7							
2.1.1	Infrastructură critică monitorizată 24/7 (%)	Rezultat	0%	100%	100%	100%	ME
2.1.2	Capacități cibernetice operaționale 24/7	Produs	Nu	Da	Da	Da	ME
2.1.3	Personal specializat ME (#)	Resurse	0	15	15	15	ME
2.1.4	Timp mediu detecție incidente (ore)	Rezultat	72	<1	<1	<1	ME
OS 2.2 Certificare ISO 27001 și conformitate NIS2							
2.2.1	Operatori certificați ISO 27001 (%)	Rezultat	0%	50%	100%	100%	ANRE
2.2.2	Conformitate NIS2 (%)	Rezultat	0%	30%	100%	100%	ASC
2.2.3	Audituri de securitate efectuate (#)	Produs	0	7	14	14	ME
2.2.4	Investiții în certificare (mil. MDL)	Resurse	0	25	50	50	Operatori
OS 2.3 Reducerea timpului de recuperare							
2.3.1	Timp recuperare servicii critice (ore)	Rezultat	48	24	8	4	ME, Operatori
2.3.2	Sisteme cu soluții de securitate implementate (#)	Produs	1	4	7	7	ME, Operatori
2.3.3	Planuri de continuitate testate (#)	Produs	0	2	7	7	ANRE
2.3.4	Buget alocat pentru reziliență (mil. MDL)	Resurse	10	50	100	150	ME/ Operatori

Secțiunea a 3-a.

Obiective specifice pentru tranziția energetică (Obiectivul general 3)

Obiectivul specific 3.1. Până la sfârșitul anului 2030, capacitatea de integrare a surselor regenerabile va atinge 600 MW, susținută de un nivel avansat de digitalizare a rețelelor energetice.

85. 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.

86. 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:

86.1. 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;

86.2. 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%;

86.3. 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%;

86.4. analiză de incertitudine și scenarii prin generarea nu doar a prognozelor punctuale, ci și a intervalelor de încredere și scenariilor probabilistice, permițând operatorilor să planifice rezerve adecvate și să gestioneze riscurile.

87. 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:

87.1. 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);

87.2. 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;

87.3. participare pe piețe multiple care va permite participarea simultană pe piața spot, piața de echilibru și piața de servicii de sistem, gestionând automat ofertele și executarea tranzacțiilor pentru întregul portofoliu agregat;

87.4. 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 agreeți.

88. 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:

88.1. monitorizarea pe componentă individuală, care permite supravegherea fiecui panou solar, inverter sau turbină eoliană prin parametri specifici (iradiere, temperatură module, viteză vânt, unghi pale), detectând automat defecțiuni și degradări de performanță;

88.2. 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;

88.3. 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;

88.4. 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.

89. 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:

89.1. 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;

89.2. 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%;

89.3. 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;

89.4. Integrare cu piețe regionale prin optimizarea schimburilor transfrontaliere considerând capacitățile disponibile, prețurile pe piețele vecine și prognozele de producție SER, maximizând beneficiile integrării regionale.

Obiectivul specific 3.2. *Până la sfârșitul anului 2030, consumul de energie în orele de vârf va fi redus cu cel puțin 20%, în contextul digitalizării managementului cererii.*

90. **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.

91. **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:

91.1. 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);

91.2. dispecerizarea automată a evenimentelor DR prin prognozarea necesarului de reducere a consumului, selectând optimal participanții pentru fiecare eveniment, transmițând notificări automate multi-canal și monitorizând în timp real reducerea efectivă realizată;

91.3. 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;

91.4. 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%.

92. **Sistem de tarife dinamice în timp real.** Platforma de tarificare 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:

92.1. 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;

92.2. 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;

92.3. 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;

92.4. 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.

93. 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, ținând 200,000 utilizatori activi până în 2030. Funcționalități principale:

93.1. 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;

93.2. 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%;

93.3. 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;

93.4. 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.

94. 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 subț:

94.1. agregare multi-tehnologie și multi-locăție 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;

94.2. 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;

94.3. 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;

94.4. decontare și distribuirea veniturilor prin calculul automat al contribuției fiecărui participant la serviciile furnizate, distribuția transparentă a veniturilor conform algoritmilor agreeți și generarea facturilor și rapoartelor detaliate.

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

95. 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.

96. 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:

96.1. 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;

96.2. 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;

96.3. 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.

97. 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:

97.1. 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;

97.2. 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;

97.3. 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;

97.4. 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.

98. 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:

98.1. 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;

98.2. 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;

98.3. Backtesting și validare a strategiilor, cu testarea acestora pe date istorice, calculul metrici de performanță (Sharpe ratio, maximum drawdown) și validarea robusteții înainte de implementare;

98.4. 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.

99. 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:

99.1. 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;

99.2. 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;

99.3. 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;

99.4. 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.

100. Indicatorii aferenți obiectivelor specifice aferenți Obiectivului general 3 sunt concepuți pentru a reflecta nivelul de realizare a acestora și pentru a sprijini procesul de monitorizare și evaluare a rezultatelor, fiind sintetizați în Tabelul 14.

Tabelul 14. Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 3

Nr.	Denumire indicator	Tip	Valoare referință 2025	Valoare țintă 2029	Valoare țintă 2030	Furnizor date
OS 3.1 Integrarea surselor regenerabile						
3.1.1	Capacitate SER integrată (MW)	Rezultat	150	450	600	Moldelectrica
3.1.2	Sistem de prognoză AI operațional	Produs	Nu	Da	Da	ME
3.1.3	Acuratețe prognoze producție SER (%)	Rezultat	70%	92%	95%	Moldelectrica
3.1.4	Investiții în infrastructura SER (mil. MDL)	Resurse	100	800	1,200	ME/ANRE
OS 3.2 Reducerea consumului de vârf						
3.2.1	Reducere consum ore de vârf (%)	Rezultat	0%	15%	20%	Moldelectrica
3.2.2	Platformă management cerere operațională	Produs	Nu	Da	Da	ME
3.2.3	Consumatori în programe demand response (#)	Produs	0	70,000	100,000	ANRE
3.2.4	Economii din reducerea vârfurilor (mil. MDL)	Impact	0	150	200	ANRE
OS 3.3 Sisteme de stocare digitalizate						
3.3.1	Capacitate stocare gestionată digital (MW)	Rezultat	0	50	50+	ANRE
3.3.2	Sistem BMS centralizat implementat	Produs	Nu	Da	Da	Operatori
3.3.3	Eficiență ciclu încărcare-descărcare (%)	Rezultat	N/A	90%	92%	Operatori
3.3.4	Investiții în sisteme de stocare (mil. MDL)	Resurse	0	350	400	ME/Operatori

Capitolul V.

INDICATORI DE MONITORIZARE ȘI EVALUARE

101. 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 1-a.

Descrierea impactului pe termen mediu și contribuția la strategiile naționale

102. Implementarea Programului va genera efecte transformatoare asupra domeniului energetic al Republicii Moldova, cu impact direct asupra economiei, societății și mediului:

102.1. 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. Investiția totală de 1.81 miliarde lei va avea o perioadă de recuperare de 5-7 ani prin economiile generate. Aceste realizări contribuie direct la Obiectivul specific 1.2 din Strategia „Moldova Europeană 2030” privind dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenariat, creând un mediu favorabil pentru noi modele de afaceri în domeniul energetic;

102.2. 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;

102.3. Impact asupra securității energetice (operațional din 2026): fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic va permite reducerea timpului de detectare a incidentelor de la 72 ore la o oră până în 2028, asigurând continuitatea serviciilor esențiale. Certificarea ISO 27001 a 7 operatori de stat și implementarea soluțiilor moderne de securitate (EDR/XDR, SIEM) vor garanta reziliența rețelelor, reducând timpul de recuperare după incidente majore la maximum 4 ore. Aceste măsuri contribuie direct la Obiectivul specific 9.3 din Strategia „Moldova Europeană 2030”, privind protecția infrastructurilor critice și creșterea rezilienței naționale;

102.4. Impact asupra tranziției verzi (acelerare 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 a 2-a.

Indicatori de monitorizare a activităților

Tabelul 15. Indicatori de produs pentru monitorizarea activităților cheie

Cod	Denumire indicator	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa verificare
Infrastructură digitală							
P.1.1	Locuri consum înregistrate RNLC (#)	200,000	500,000	1,200,000	1,350,000	1,500,000	Dashboard RNLC
P.1.2	Module PNME operaționale (#)	1	3	7	9	10	Teste acceptanță
P.1.3	Subsisteme SIA SINEE active (#)	2	4	10	10	10	Rapoarte ME
P.1.4	Contoare inteligente instalate cumulativ (#)	100,000	165,000	415,000	500,000	500,000	Jurnale evenimente HES+MDM
Securitate cibernetică							
P.2.1	Infrastructură critică monitorizată prin capacități cibernetică operaționale 24/7 (%)	40%	80%	100%	100%	100%	Tabloul de bord ME
P.2.2	Operatori certificați ISO 27001 (#)	0	7	7	7	7	Certificate valide
P.2.3	Incidente procesate ME/lună (#)	50	150	200	225	250	Rapoarte SIEM
Tranziție energetică							
P.3.1	MW surse regenerabile integrate digital	180	250	400	500	600	SCADA Moldelectrica
P.3.2	Consumatori în programe demand response (#)	10,000	30,000	60,000	85,000	100,000	Platform DRMS
P.3.3	MW stocare operaționalizată	0	5	25	50	50+	BMS centralizat

Secțiunea a 3-a.
Indicatori de resurse

Tabelul 16. Indicatori de resurse pentru monitorizarea investițiilor și capacităților

Cod	Denumire indicator	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa verificare
Resurse financiare							
R.1.1	Investiții infrastructură digitală (mil. MDL)	42.5	85	170	225	234.5	Contracte semnate
R.1.2	Investiții securitate cibernetică (mil. MDL)	25	50	75	90	100	Rapoarte financiare
R.1.3	Investiții tranziție verde digitală (mil. MDL)	100	250	450	650	800	Rapoarte ANRE
R.1.4	Finanțare externă atrasă (mil. MDL)	50	150	300	400	500	Acorduri finanțare
Resurse umane							
R.2.1	Personal format în competențe digitale (#)	200	500	800	1,000	1,200	Certificate emise
R.2.2	Specialiști IT/OT în sector (#)	150	250	400	500	600	Registre resurse umane
R.2.3	Personal certificat securitate cibernetică (#)	25	50	100	150	200	Certificate valide
R.2.4	Centre excelență digitală energie (#)	0	1	2	3	3	Protocoale înființare

Secțiunea a 4-a.
Indicatori de performanță sectorială

Tabelul 17. Indicatori de rezultat pentru performanța sectorială

Cod	Denumire indicator	Valoare referință 2025	2027	2028	2030	Sursa date
Eficiență operațională						
Rz.1.1	Durata medie întreruperi SAIDI (min/an)	350	250	200	150	ANRE
Rz.1.2	Frecvența întreruperi SAIFI (#/an)	4.5	3.5	3.0	2.0	ANRE
Rz.1.3	Timp mediu remediere defecțiuni (ore)	8	4	2	1	Operatori
Rz.1.4	Gradul de automatizare procese (%)	15%	60%	90%	95%	Audit anual
Satisfacția consumatorilor						
Rz.2.1	Scor satisfacție servicii digitale (1-10)	5.5	7.0	7.5	8.5	Sondaj anual
Rz.2.2	Pondere consumatorilor cu servicii digitale active (%)	5%	35%	50%	65%	Platforme digitale
Rz.2.3	Timp mediu răspuns sesizări online (ore)	48	24	12	4	Sisteme CRM
Rz.2.4	Rata rezolvare probleme la prima interacțiune (%)	40%	60%	75%	85%	Rapoarte suport

Secțiunea a 5-a.
Metodologia de colectare și validare a datelor

103. Colectarea datelor se va realiza prin trei mecanisme principale, cu responsabilități clare definite pentru fiecare actor instituțional implicat. Platformele digitale naționale RNLC și PNME vor furniza date în timp real prin API REST securizate, în timp ce cele 500.000 contoare inteligente vor raporta la intervale de 15 minute prin sistemul HES+MDM. Se va asigura monitorizarea continuă 24/7 cu raportare automată a incidentelor, iar sistemele SCADA/EMS vor transmite date operaționale la fiecare 5 secunde.

104. Raportarea periodică va include rapoarte lunare de la sistemele DRMS pentru participanții răspuns la cerere, rapoarte trimestriale de la operatori privind personalul și investițiile, precum și audituri semestriale pentru conformitatea ISO 27001 și NIS2. ANRE va consolida datele, iar Ministerul Energiei va asigura validarea finală.

Tabelul 18. Standarde de calitate pentru datele monitorizate

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 alte sisteme	Monitorizare disponibilitate, analiza lacunelor	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

Secțiunea a 6-a.
Sistem de alertă timpurie

105. Pentru asigurarea implementării la timp a Programului, se stabilesc praguri de alertă care vor declanșa acțiuni corective diferențiate în funcție de gravitatea abaterilor de la ținte.

Tabelul 19. Matricea sistemului de alertă timpurie

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

Capitolul VI.

IMPACTUL PROGRAMULUI

106. 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 stabiliți în Capitolul V, la obiectivele Strategiei „Moldova Europeană 2030”, la angajamentele internaționale, precum și la integrarea în spațiul energetic european digital.

Secțiunea 1-a.

Descrierea efectelor pe termen mediu și contribuția la indicatori strategici

107. Efectele transformatoare pe termen mediu (2028-2029) reprezintă punctul de inflexiune când investițiile inițiale în digitalizare generează beneficii sistemice măsurabile. Până în 2028, infrastructura digitală va atinge masa critică necesară pentru efecte de rețea, cu 65% din infrastructură digitalizată, permițând sistemului energetic să opereze ca o platformă integrată. RNLC va fi operațional cu 1,2 milioane locuri de consum înregistrate din 1,5 milioane țintă, PNME va avea 7 module active din 10 planificate integrând 12 operatori, iar SIA SINEE va fi complet implementat cu toate cele 10 subsisteme funcționale. Pierderile vor fi reduse la 12%, generând economii de 200 mil. MDL anual, în timp ce integrarea eficientă a 400 MW surse regenerabile cu sisteme digitale avansate va contribui direct la Obiectivul specific 7.3 din SND 2030 privind integrarea tehnologiilor în guvernanta și la țintele PNIEC pentru 30% energie regenerabilă.

108. Consolidarea rezilienței și securității sistemului se va realiza prin intermediul unei subdiviziuni specializate a ME, cu 15 specialiști și cu certificarea ISO 27001 a tuturor celor 7 operatori critici de stat. Timpul de detectare va fi redus sub 1 oră și remedierea se va face în 4 ore pentru serviciile critice, cu procesarea a peste 200 incidente lunar cu rata de succes de 95%. Monitorizarea 24/7 a întregii infrastructuri critice prin capacități operaționale de securitate cibernetică și implementarea completă a soluțiilor EDR/XDR, SIEM și infrastructură de înaltă disponibilitate vor susține Obiectivul specific 9.3 din SND 2030.

109. Democratizarea accesului la servicii energetice moderne se va manifesta prin instalarea a 265.000 contoare inteligente din totalul de 500.000 și echiparea digitală a 50.000 gospodării vulnerabile. Aceasta va permite pentru 35% dintre consumatori accesul la date în timp real prin aplicații mobile, 200.000 consumatori vor beneficia de tarife dinamice economisind 10-15% din factură, iar 60.000 vor participa în programe de demand response. Eliminarea estimărilor și erorilor de facturare pentru utilizatorii digitali va contribui la Obiectivul general 1 din SND 2030 privind creșterea veniturilor și atenuarea inegalităților.

110. Teoria schimbării validate prin lanțul de impact demonstrează transformarea sistemică: inputurile de 543,5 mil. MDL investiți în perioada 2026-2027 vor genera implementarea a 27 acțiuni majore până în 2028, rezultând în sisteme digitale operaționale care vor produce până în 2030 instalarea a 500.000 contoare inteligente, integrarea a 600MW surse regenerabile și 50MW capacitate de stocare, conducând la transformarea sistemică completă a domeniului până în 2035.

Secțiunea a 2-a.

Impact economic sistemic

111. Transformarea digitală va genera efecte economice directe prin reducerea pierderilor în rețele cu până la 200 mil. MDL anual până în 2030 și economii operaționale de 20-25% prin automatizare și optimizare. Efectele indirecte includ atragerea a 1,8 miliarde MDL investiții private și crearea a 1.200 locuri de muncă permanente în domeniul digital-energetic. Impactul indus se va manifesta prin creșterea cu 0,3% a contribuției la PIB și dezvoltarea unui ecosistem de 50 start-up-uri specializate în soluții digitale energetice. În consecință transformarea digitală a modelului economic va genera un impact economic multistratificat, cu efecte directe, indirecte și induse conform matricei:

Tabelul 20. Matricea impactului economic multistratificat

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-uri în 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 a 3-a.
Impact social cuprinzător

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

Tabelul 21. Distribuția beneficiilor sociale pe categorii de consumatori

Categorie	Număr beneficiari	Impact specific 2028	Impact specific 2030	
Gospodării urbane	150,000	• Contoare inteligente: 60% • Economii: 12% • Servicii digitale: 80%	• Contoare inteligente: 85% • Economii: 15% • Prosumatori: 5%	
Gospodării rurale	250,000	• Contoare inteligente: 30% • Acces platforme: 35% • Timp reconectare: -50%	• Contoare inteligente: 45% • Acces platforme: 70% • Fiabilitate: +40%	
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%	
IMM-uri	250	• Management energie: 30% • Reducere costuri: 18% • Predictibilitate: +60%	• Management energie: 60% • Reducere costuri: 25% • Flexibilitate: 100%	

Categorie	Număr beneficiari	Impact specific 2028	Impact specific 2030	
Industrie	500	• Monitorizare real-time: 80% • Optimizare: 20% • Întreruperi: -60%	• Contracte inteligente: 50% • Optimizare: 30% • Carbon neutral: 20%	

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

Tabelul 22. Transformarea pieței muncii în domeniul energetic

Indicator ocupare	2026	2028	2030	Detalii
Locuri noi create direct	200	800	1.200	ME (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 ME, responsabili securitate operatori
Participare feminină poziții tehnice	28%	35%	40%	În ME, 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 a 4-a. Impact administrativ și instituțional

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

Tabelul 23. Eficiența administrării publice energetice prin digitalizare

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 ME	Continuu automatizat	365 le/an monitorizare

115. Conformitatea și integrarea europeană se va realiza etapizat, cu transpunerea completă a Directivei 2019/944 și a Regulamentelor Codurilor de Rețea până în 2027, integrarea RNLC/PNME cu Spațiul European de Date Energetice în 2028, participarea completă la platformele ENTSO-E prin sisteme digitale în 2029, și transformarea Moldovei într-un hub regional pentru inovație digitală în energie până în 2030, conectând cel puțin 3 țări vecine.

Secțiunea a 5-a.
Impact asupra mediului și contribuția la obiectivele climatice

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

Tabelul 24. Indicatori de impact asupra mediului și tranziției verzi

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 răspuns la cerere (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

117. Digitalizarea va cataliza neutralitatea climatică prin integrarea eficientă a 600 MW surse regenerabile până în 2030, reducerea emisiilor cu 2,5 milioane tone CO₂ anual și creșterea eficienței sistemului cu 18% prin optimizare bazată pe inteligență artificială. Durabilitatea și economia circulară vor fi asigurate prin sistemul complet de tracking pentru toate echipamentele digitale până în 2028, programul național de reciclare din 2029 și atingerea unei rate de reciclare de 90% pentru componente electronice până în 2030.

Secțiunea a 6-a.
Impact asupra grupurilor specifice

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

Tabelul 25. Analiza impactului pentru grupuri vulnerabile și specifice

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 ME - Burse dedicate, training
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 locuri create 30 business digitale	- Hub-uri rurale (5) - eLearning gratuit - 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 adaptat vârstă 3-a - Voluntari tineri - Ghiduri print+video

Grup țintă	Dimensiune	Bariere actuale	Impact 2028	Impact 2030	Măsuri specifice
Persoane dizabilități	180.000	• Accesibilitate 5% • Costuri prohibitive • Discriminare	• 50% acces adaptat • WCAG 80% aplicații • 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 aplicații • 70% acoperire • Personal divers	• 4 limbi complete • 95% servicii • Reprezentare 15%	• Traduceri automate • Recrutare țintită • Participare activă

Secțiunea a 7-a. Sustenabilitatea impactului pe termen lung

119. Sustenabilitatea financiară va fi asigurată prin modelul de afaceri auto-sustenabil din 2029, cu economii anuale de peste 400 mil. MDL care acoperă costurile operaționale. Un tarif de utilizare a infrastructurii digitale de 1,5% din economiile realizate de utilizatori și un fond de modernizare continuă de 80 mil. MDL anual reinvestiți începând cu 2030 vor asigura dezvoltarea continuă. Parteneriatele public-private vor facilita investițiile pentru scalare post-2030.

120. Sustenabilitatea tehnologică se va baza pe actualizarea continuă a sistemelor prin principiul evergreen IT, evitarea dependenței de furnizori unici prin utilizarea standardelor deschise și soluțiilor open-source, sisteme care învață și se optimizează continuu prin algoritmi ML/AI, și pregătirea infrastructurii pentru următoarea generație tehnologică.

121. Sustenabilitatea socială va fi garantată prin integrarea educației digitale în curriculumul național, programe comunitare permanente și monitorizarea continuă a incluziunii. Sustenabilitatea instituțională va fi asigurată prin cadrul legal actualizat dinamic, capacitatea instituțională consolidată și guvernanta participativă permanentă.

122. Până în 2030, Republica Moldova va fi transformată într-o economie digitală energetică avansată, caracterizată prin sistem energetic complet digitalizat cu infrastructură smart 100% și zero blackout-uri majore, societate incluzivă digital cu 80% dintre vulnerabili conectați și facturi reduse cu 20%, economie competitivă verde cu productivitate crescută cu 40% și 50 start-up-uri în ecosistem, neutralitate climatică în domeniul energetic cu 600MW surse regenerabile integrate și 150MW flexibilitate, poziționând țara ca hub regional de inovație în digitalizarea energetică și creând fundamentul pentru prosperitate durabilă și incluzivă în deceniile următoare.

Capitolul VII
COSTURI FINANCIARE ESTIMATE PENTRU IMPLEMENTAREA PROGRAMULUI

Secțiunea 1-a.
Matricea centralizată a costurilor Programului

123. 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.

124. Programul vizează implementarea a trei obiective generale strategice: dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic, consolidarea rezilienței cibernetice a infrastructurii critice energetice, și 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, precum și la atingerea neutralității climatice până în 2030.

Tabelul 26. Centralizator al costurilor Programului (mii lei moldovenești)

Obiectiv specific	Codul subprogramului bugetar	2026	2027	2028	2029	2030	Costuri totale
Obiectiv general 1: Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în 2030							
Obiectiv specific 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		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: Până la sfârșitul anului 2030, cel puțin 40% din consumatorii casnici vor beneficia de contoare inteligente, cu accent pe zonele urbane și gospodăriile vulnerabile		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	Codul subprogramului bugetar	2026	2027	2028	2029	2030	Costuri totale
Obiectiv specific 1.3: Până la sfârșitul anului 2028, cel puțin 90% din procesele operaționale critice vor fi automatizate și monitorizate digital în timp real		-	-	-	-	-	-
Costuri acoperite din bugetul de stat		-	-	-	-	-	-
Costuri acoperite din asistență externă		-	-	-	-	-	-
Costuri neacoperite		-	-	-	-	-	-
Obiectiv general 2: Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în 2030							
Obiectiv specific 2.1: Până la sfârșitul anului 2026, se va asigura monitorizarea 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv NIS2)		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: Până la sfârșitul anului 2027, toți operatorii de infrastructură critică energetică vor fi certificați conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor NIS2		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: Până la sfârșitul anului 2028, timpul de recuperare după incidente cibernetice majore va fi redus la		70,000	70,000	0	0	0	140,000

Obiectiv specific	Codul subprogramului bugetar	2026	2027	2028	2029	2030	Costuri totale
maximum 4 ore pentru serviciile critice							
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: Până la sfârșitul anului 2030, capacitatea de integrare a surselor regenerabile va atinge 600 MW, susținută de un nivel avansat de digitalizare a rețelelor energetice		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: Până la sfârșitul anului 2030, consumul de energie în orele de vârf va fi redus cu cel puțin 20%, în contextul digitalizării managementului cererii		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: Până la sfârșitul anului 2029, vor fi operaționalizate sisteme digitale pentru gestionarea a minimum 50 MW capacitate de stocare a energiei		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

Obiectiv specific	Codul subprogramului bugetar	2026	2027	2028	2029	2030	Costuri totale
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 a 2-a.
Detalierea costurilor pe obiective specifice

125. Costul total estimat pentru acest *obiectiv specific 1.1: Modernizarea digitală a 80% din infrastructura critică energetică* este de 135,000 mii lei, din care 42,000 mii lei sunt acoperite din asistență externă, iar 93,000 mii lei rămân neacoperite. Componentele principale includ Registrul național al locului de consum (RNLC) și Platforma națională de management energetic (PNME), cu un cost total estimat de 100,000 mii lei, distribuit astfel: 20,000 mii lei în 2026 reprezentând 20% din total, 40,000 mii lei în 2027 reprezentând 40%, și 40,000 mii lei în 2028 pentru ultimele 40%. Pentru RNLC există o finanțare parțială de 7,000 mii lei disponibilă prin PNUD Moldova, distribuită proporțional pe cei trei ani de implementare cu 1,400 mii lei în 2026, 2,800 mii lei în 2027 și 2,800 mii lei în 2028. PNME rămâne complet neacoperit, rezultând un deficit total de finanțare de 93,000 mii lei pentru care urmează identificarea resurselor din asistență externă.

126. Sistemul informațional național în domeniul eficienței energetice SIA SINEE, conform HG 144/2025, necesită investiții de 35,000 mii lei, distribuite cu 7,000 mii lei în 2026, 14,000 mii lei în 2027 și 14,000 mii lei în 2028. Această componentă este în mare parte acoperită prin negocieri în curs cu GIZ și Banca Mondială.

127. Investiția totală pentru contorizarea inteligentă conform *obiectiv specific 1.2: Până la sfârșitul anului 2030, cel puțin 40% din consumatorii casnici vor beneficia de contoare inteligente, cu accent pe zonele urbane și gospodăriile vulnerabile* se ridică la 1,194,900 mii lei. Componentele principale includ achiziția și instalarea a 500,000 unități de contoare inteligente cu un cost total de 1,162,500 mii lei, calculat la un preț mediu de 2,500 lei per unitate. Distribuția pe ani prevede instalarea a 65,000 contoare în 2026 cu o investiție de 162,500 mii lei acoperită integral prin finanțarea de la Guvernul Italiei prin PNUD, 50,000 contoare în 2027 reprezentând 125,000 mii lei acoperite parțial, 150,000 contoare în 2028 necesitând 375,000 mii lei neacoperite, 100,000 contoare în 2029 cu 250,000 mii lei neacoperite, și 100,000 contoare în 2030 cu aceeași valoare de 250,000 mii lei neacoperite. Platformele HES și MDM necesită o investiție de 30,000 mii lei în 2026, sumă acoperită prin PNUD Moldova. Studiul de fezabilitate ADMS estimat la 2,400 mii lei rămâne neacoperit.

128. Pentru acest *obiectiv specific 1.3: Automatizarea proceselor operaționale critice*, costurile nu sunt incluse în bugetul Programului. Modernizarea sistemelor industrial de control de tip SCADA, precum și cele ce țin de activitatea administrativă 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.

129. Investiția totală pentru *obiectiv specific 2.1: Până la sfârșitul anului 2026, se va asigura monitorizarea 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin fortificarea capacităților de securitate cibernetică*, costul total estimat este de 75,000 mii lei. Acesta include implementarea infrastructurii hardware și software de securitate cibernetică, precum și certificarea sistemelor de securitate conform standardelor ISO/IEC 27001 și NIS2. Resursele sunt așteptate exclusiv din asistență externă, inclusiv PNUD, UE și alți parteneri internaționali, fără implicarea bugetului de stat.

130. Costul total pentru *obiectiv specific 2.2: Certificarea operatorilor conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor NIS2* pentru certificarea celor 7 operatori de stat este de 17,900 mii lei. Pentru operatorii mici, care includ trei entități precum CET Nord S.A., FEE Nord S.A. și Î.S. Nodul Hidroenergetic Costești, costul per operator variază între 1,500 și 2,600 mii lei, totalizând între 4,500 și 7,800 mii lei. Pentru operatorii medii, reprezentați de patru entități precum RED Nord S.A., Termoelectrica S.A., Î.S. Moldelectrica și Energocom S.A., costul per operator este între 2,200 și 3,600 mii lei, însumând între 8,800 și 14,400 mii lei. Componentele minime ale certificării includ ISO/IEC 27001 pentru audit și certificare, ISO 22301 pentru continuitate operațională, conformitate cu standardele IEC 62443, IEC 62351 și NIS2, precum și training pentru personal și elaborarea procedurilor necesare. Distribuția costurilor prevede 7,000 mii lei în 2026 pentru analiza decalajelor, elaborarea procedurilor și training, 9,500 mii lei în 2027 pentru audit și certificare propriu-zisă, și 1,400 mii lei în 2028 pentru supravegherea anuală. Operatorii privați vor suporta costuri similare din surse proprii, conform planurilor investiționale aprobate de ANRE.

131. Investiția totală pentru *obiectiv specific 2.3: Reducerea timpului de recuperare după incidente cibernetice la 4 ore* pentru cei 7 operatori de stat este de 140,000 mii lei, din care 13,000 mii lei sunt acoperite din asistență externă, iar 127,000 mii lei rămân neacoperite. Pentru fiecare operator sunt estimate costuri de aproximativ 20,000 mii lei care includ soluții software de securitate cu licențe pe 36 luni precum antivirus EDR/XDR, SIEM enterprise și DLP, infrastructură hardware redundantă incluzând core switches în regim de înaltă disponibilitate, firewall-uri enterprise și sisteme de servere și stocare, precum și servicii de implementare cuprinzând instalare, configurare, ajustare fină și transfer de cunoștințe. Distribuția costurilor prevede câte 70,000 mii lei în 2026 și 2027. Finanțarea parțială de 13,000 mii lei este confirmată de la PNUD Moldova, rezultând un deficit de 127,000 mii lei. Operatorii privați vor implementa măsuri similare din resurse proprii, cu costuri estimate între 20 și 40 milioane lei per operator.

132. Investiția totală pentru *obiectiv specific 3.1: Până la sfârșitul anului 2030, capacitatea de integrare a surselor regenerabile va atinge 600 MW, susținută de un nivel avansat de digitalizare a rețelelor energetice* pe perioada 2026-2030 este de 100,000 mii lei, complet neacoperită. Sistemele digitale pentru gestionarea variabilității producției regenerabile includ un sistem de prognoză meteo avansată cu inteligență artificială pentru predicția producției eoliene și solare cu acuratețe peste 95%, integrând date geospațiale și stații meteo locale, cu un cost estimat între 15,000 și 20,000 mii lei, care va genera beneficii prin reducerea dezechilibrelor cu 40% și optimizarea dispecerizării. Virtual Power Plant pentru agregarea și optimizarea a peste 300 surse distribuite și management centralizat al prosumatorilor necesită între 25,000 și 30,000 mii lei, facilitând creșterea flexibilității sistemului și participarea la piața de echilibrare. Sistemele SCADA dedicate pentru parcuri regenerabile, asigurând monitorizare și control în timp real cu integrare în sistemul național de dispecerizare, sunt estimate între 20,000 și 25,000 mii lei, oferind timp de răspuns sub 1 secundă și conformitate cu codul de rețea. Energy Management System avansat pentru optimizare multi-obiectiv și algoritmi de machine learning pentru balansare necesită între 25,000 și 30,000 mii lei, cu beneficii estimate în reducerea costurilor de balansare cu 30%. Distribuția costurilor prevede 15,000 mii lei în 2026 pentru studii, design și pilot, câte 25,000 mii lei anual în 2027-2028 pentru implementare, și câte 17,500 mii lei anual în 2029-2030 pentru extindere și optimizare.

133. Costul total pentru *obiectiv specific 3.2: Până la sfârșitul anului 2030, consumul de energie în orele de vârf va fi redus cu cel puțin 20%, în contextul digitalizării managementului cererii* pe perioada 2026-2030 este de 75,000 mii lei, integral neacoperit. Platformele digitale pentru managementul cererii includ Demand Response Management System pentru o platformă centralizată deservind peste 100,000 consumatori cu automatizare evenimente și compensații, estimat între 20,000 și 25,000 mii lei, generând beneficii prin reducerea vârfului cu 100-150 MW și economii de 200 milioane lei anual. Sistemul de tarife dinamice în timp real cu tarifyare orară sau la 15 minute bazată pe piața spot și integrare cu contoarele inteligente necesită între 15,000 și 20,000 mii lei, stimulând consumul în orele cu producție regenerabilă mare. Aplicațiile mobile pentru consumatori cu vizualizare consum, tarifye, recomandări și gamificare necesită între 10,000 și 12,000 mii lei, asigurând engagement pentru 40% din consumatori și reducere consum cu 10-15%. Agregatorii de flexibilitate pentru agregarea consumatorilor mici și participare la piețe de servicii de sistem sunt estimați între 18,000 și 20,000 mii lei, valorificând flexibilitate de peste 50 MW. Distribuția include 10,000 mii lei în 2026 pentru

dezvoltare platforme pilot, câte 20,000 mii lei anual în 2027-2028 pentru implementare națională, și câte 12,500 mii lei anual în 2029-2030 pentru optimizare și funcționalități noi.

134. Investiția totală pentru *obiectiv specific 3.3: Operaționalizarea sistemelor digitale pentru 50 MW stocare* pe perioada 2026-2029 este de 70,000 mii lei, neacoperită integral. Sistemele digitale pentru gestionarea stocării includ Battery Management System centralizat pentru monitorizare și control a peste 20 locații de stocare cu optimizare durată de viață baterii, estimat între 15,000 și 18,000 mii lei, extinderea duratei de viață cu 20% și eficiență peste 90%. Energy Storage Management Platform pentru optimizare încărcare-descărcare bazată pe AI și participare automată la multiple piețe necesită între 20,000 și 25,000 mii lei, generând venituri de peste 50 milioane lei anual din servicii de sistem. Sistemul de prognoză și optimizare stocare pentru predicție prețuri, cerere și producție regenerabilă cu strategii optime de tranzacționare este estimat între 12,000 și 15,000 mii lei, maximizând profitul cu ROI sub 5 ani. Platforma de agregare stocare distribuită pentru coordonare baterii rezidențiale și comerciale într-o virtual battery de peste 10 MW necesită între 10,000 și 12,000 mii lei, optimizând utilizarea resurselor distribuite. Distribuția prevede 8,000 mii lei în 2026 pentru studii fezabilitate și design, 15,000 mii lei în 2027 pentru dezvoltare platforme, 22,000 mii lei în 2028 pentru implementare și integrare, și 25,000 mii lei în 2029 pentru extindere capacitate.

Secțiunea a 3-a. Asigurarea finanțării și sustenabilitatea Programului

135. Analiza financiară identifică un deficit de finanțare de 1,560,300 mii lei, reprezentând 86.3% din costul total al programului. Sursele de finanțare confirmate totalizează 247,500 mii lei sau 13.7%, provenind din Guvernul Italiei prin PNUD cu 192,500 mii lei pentru contoare inteligente și platforme HES+MDM, GIZ și Banca Mondială cu 35,000 mii lei pentru SIA SINEE, PNUD Moldova cu 7,000 mii lei pentru RNLC și 13,000 mii lei pentru reziliența cibernetică.

136. Necesitățile urgente de finanțare se concentrează pe trei direcții majore. Pentru Obiectivul General 1 sunt necesare 1,095,400 mii lei pentru RNLC și PNME cu 93,000 mii lei, contoare inteligente pentru perioada 2027-2030 cu 1,000,000 mii lei și studiul ADMS cu 2,400 mii lei. Obiectivul General 2 necesită 219,900 mii lei pentru fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic: 75,000 mii lei pentru dezvoltarea și operarea capacităților operaționale 24/7, 17,900 mii lei pentru certificarea ISO/IEC 27001 și NIS2 și cu și 127,000 mii lei pentru modernizarea soluțiilor de securitate cibernetică. Pentru Obiectivul General 3 sunt necesare 245,000 mii lei destinate sistemelor de integrare a surselor regenerabile cu 100,000 mii lei, platformelor de management al cererii cu 75,000 mii lei și sistemelor de gestionare a stocării cu 70,000 mii lei.

137. Abordarea pentru asigurarea finanțării include intensificarea dialogului cu partenerii de dezvoltare, 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 Obiectivul General 3, precum și BERD și BEI pentru infrastructura verde digitală. Se va explora posibilitatea dezvoltării unor mecanisme de finanțare inovatoare precum parteneriate public-private pentru infrastructura de contorizare inteligentă, credite concesionale pentru modernizarea securității cibernetice, scheme de partajare a costurilor între operatori pentru ME, obligațiuni verzi pentru sistemele de integrare regenerabile și partajarea veniturilor pentru platformele de flexibilitate.

138. Prioritizarea implementării se va face în funcție de resursele disponibile, cu fortificarea securității cibernetice ca prioritate maximă ce derivă din cerințele legale și operaționale urgente, urmată de contorizarea inteligentă cu impact direct asupra consumatorilor, sistemele pentru integrare regenerabile conform angajamentelor climatice, și platformele de management al cererii și stocare.

139. Coordonarea cu ANRE va asigura includerea costurilor de securitate cibernetică în tarifele reglementate, crearea unui mecanism de recuperare a investițiilor în digitalizare și investiții inteligente, precum și stimulente tarifare pentru participarea la programe de flexibilitate. Se vor accesa fonduri climatice

internaționale precum Fondul verde pentru climă, facilitatea de investiții pentru vecinătate și instrumentele de finanțare a tranziției juste.

Secțiunea a 4-a.

Monitorizarea și evaluarea impactului economic

140. 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 conform Legii 48/2023 și NIS2, statusul certificărilor ISO/IEC pentru operatorii de infrastructură critică, progresul în integrarea surselor regenerabile și reducerea emisiilor, precum și impactul asupra consumatorilor vulnerabili și măsurile de incluziune.

141. Perioada de implementare este stabilită pentru anii 2026-2030, cu accent pe primii 3 ani pentru componentele critice. Costurile estimate vor fi revizuite anual în funcție de evoluția tehnologică și prețurilor de piață. Operatorii privați nu sunt incluși în estimările de costuri, aceștia urmând să-și planifice investițiile prin planuri proprii aprobate de ANRE. Sinergiile și economiile de scară prin implementarea integrată a celor trei obiective generale pot genera economii estimate de 10-15% față de implementarea separată.

142. Investiția totală de 1,807,800 mii lei, echivalentul a aproximativ 90.4 milioane EUR, va genera beneficii substanțiale. Reducerea pierderilor tehnice cumulative pe tot lanțul valoric tehnologic de până la 40% poate genera economii consolidate de circa 150 milioane lei anual. Reducerea costurilor operaționale pentru toți operatorii cu 20-25% va genera economii suplimentare de până la 200 milioane lei anual. Integrarea a 600 MW surse regenerabile va atrage investiții private de peste 2 miliarde lei, reducerea emisiilor CO₂ cu 2.5 milioane tone anual până în 2030, crearea a peste 1,200 locuri de muncă în domeniul digital-energetic și îmbunătățirea calității serviciilor pentru 1.2 milioane consumatori. Perioada de recuperare a investiției este estimată la 5-7 ani prin economiile generate și veniturile suplimentare.

143. În cadrul monitorizării și evaluării impactului economic, un aspect central îl constituie disponibilitatea resurselor financiare externe, având în vedere că aproximativ 86,3% din buget urmează să fie acoperit prin asistență externă și investiții private. Implementarea Programului se va sprijini pe capacitatea operatorilor de a accesa și valorifica aceste surse de finanțare, în condițiile în care costurile planificate nu presupun alocări suplimentare din bugetul de stat, fiind corelate cu finalizarea acordurilor de finanțare.

Capitolul VIII. RISCURI DE IMPLEMENTARE

144. 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 din 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 guvernare 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 1-a. Cadrul metodologic de evaluare a riscurilor

145. Evaluarea riscurilor se realizează prin multiplicarea probabilității de apariție cu impactul potențial. Scala de evaluare a probabilității clasifică riscurile ca scăzute pentru probabilitate sub 20%, medii pentru probabilitate între 20-50% și ridicate pentru probabilitate peste 50%. Scala de evaluare a impactului consideră impactul scăzut pentru întârzieri sub 3 luni și costuri suplimentare sub 5% din buget, impact mediu pentru întârzieri de 3-6 luni și costuri de 5-15% din buget, și impact ridicat pentru întârzieri peste 6 luni și costuri peste 15% din buget.

146. Scorul riscurilor rezultă din multiplicarea probabilității cu impactul, generând valori între 1 și 9. Riscurile cu scor 1-2 sunt considerate scăzute și necesită doar acceptare și monitorizare periodică. Riscurile cu scor 3-4 sunt medii și necesită elaborarea unui plan de contingență cu monitorizare activă. Riscurile cu scor 6-9 sunt ridicate și necesită aplicarea imediată a măsurilor corective și preventive.

Secțiunea a 2-a. Registrul consolidat al riscurilor identificate

147. Registrul consolidat al riscurilor identificate reprezintă cadrul de referință în care sunt reunite și sistematizate rezultatele procesului de analiză a riscurilor realizat la nivelul Programului. Acesta oferă o imagine integrată asupra tipologiilor de riscuri identificate, a factorilor determinanți și a domeniilor asupra cărora pot produce efecte, constituind totodată baza pentru o abordare unitară și comparabilă a gestionării lor.

148. Pentru o înțelegere detaliată și operațională, registrul este completat prin prezentarea tabelară a fiecărui risc în parte, corelat cu măsurile de atenuare propuse (a se vedea Tabelul 27). Această structurare permite atât evidențierea legăturii dintre riscuri și acțiunile corective sau preventive corespunzătoare, cât și facilitarea procesului de monitorizare, actualizare periodică și fundamentare a deciziilor de management.

Tabelul 27. Registrul detaliat al riscurilor și măsurile de atenuare

Cod	Denumire risc	P	I	Scor (P x I)	Măsuri de atenuare	Responsabil	Termen
Riscuri tehnologice							
RT1	Întârzieri majore în implementarea tehnologiilor digitale avansate	3	3	9	• Implementare etapizată prin proiecte pilot scalabile	ME	Monitorizare continuă

Cod	Denumire risc	P	I	Scor (P x I)	Măsuri de atenuare	Responsabil	Termen
	Complexitatea soluțiilor smart grid, AI și IoT poate genera întârzieri semnificative din cauza dependenței de furnizori externi, lipsei expertizei locale și integrării dificile cu sistemele existente				• Clauze contractuale de penalizare pentru întârzieri • Transfer obligatoriu de know-how în contracte • Alocare rezervă timp 20% în fiecare fază Grupuri de lucru mixte (experți locali + internaționali)		
RT2	Vulnerabilități și incidente cibernetice Digitalizarea extinsă expune infrastructura critică la atacuri sofisticate, cu creșterea suprafeței de atac, amenințări APT complexe și vulnerabilități zero-day	2	3	6	• Capacități cibernetice operaționale 24/7 funcționale din 2026 • Audituri securitate obligatorii pre-implementare • Programe bug bounty pentru detectare proactivă • Soluții backup cu RTO < 4 ore • Asigurare obligatorie riscuri cibernetice • Exerciții simulare incidente trimestriale	ASC	T4 2026
RT3	Depășirea rapidă a tehnologiilor implementate Tehnologiile pot deveni depășite înainte de amortizarea investiției	2	2	4	• Arhitectură modulară, scalabilă și interoperabilă • Clauze upgrade tehnologic în contracte mentenanță • Buget anual 5% pentru modernizări • Parteneriate strategice cu furnizori tehnologie	ME Operatorii	Anual
Riscuri financiare							
RF1	Finanțare insuficientă sau întârziată Întârzieri în aprobarea fondurilor UE, creșterea prețurilor și	2	3	6	• Implementare etapizată cu puncte decizionale go/no-go • Mecanisme prefinanțare pentru proiecte prioritare	ME	Trimestrial

Cod	Denumire risc	P	I	Scor (P x I)	Măsuri de atenuare	Responsabil	Termen
	fluctuații valutare pot afecta implementarea completă				- Instrumente hedging valutar pentru contracte valută - Diversificare surse finanțare		
RF2	Depășiri de costuri și cheltuieli neeligibile Costuri suplimentare neprevăzute, erori planificare sau cheltuieli neeligibile pot compromite finalizarea în limitele bugetare	3	2	6	- Contracte cu preț fix pentru componente majore - Audit financiar preventiv trimestrial - Sistem alertă timpurie pentru depășiri >5% - Training eligibilitate cheltuieli - Verificare ex-ante pentru cheltuieli >100.000 MDL	ME Audit Intern	Continuu
Riscuri de reglementare și conformitate							
RR1	Modificări legislative și de reglementare Evoluția rapidă a legislației UE (Green Deal, Fit for 55), modificări standarde securitate cibernetică și protecție date	3	2	6	- Grup lucru permanent monitorizare legislativă - Consultări periodice cu Comisia Europeană - Flexibilitate contractuală pentru adaptări - Rezervă timp și buget pentru conformare - Participare activă în consultări publice	CS ME	Continuu
RR2	Întârzieri birocratice și administrative Procese administrative complexe care întârzie implementarea	3	2	6	- Ghișeu unic digital pentru autorizații energetice - Digitalizare completă procese administrative - Termene maxime obligatorii 30 zile - Mecanisme escaladare pentru blocaje - Asistență juridică dedicată	ANRE ME	T2 2026
Riscuri de resurse umane							

Cod	Denumire risc	P	I	Scor (P x I)	Măsuri de atenuare	Responsabil	Termen
RU1	Lipsa competențelor digitale specializate Deficit acut specialiști calificați din cauza emigrării, competiției salariale și lipsei programelor educaționale adaptate	3	3	9	• Program național 500 burse/an studii energie digitală • Parteneriate universități pentru programe dedicate • Scheme retenție sector public (bonusuri, dezvoltare) • Atragere expertiză termen scurt (consultanți) • Reconversie profesională 2.000 persoane/an • Salarii competitive poziții critice	MEC ME	T4 2026
RU2	Rezistența la schimbare organizațională Rezistența angajaților și managementului față de transformarea digitală	2	2	4	• Campanii interne comunicare și conștientizare • Programe structurate change management • Stimulente pentru adoptare timpurie • Identificare și recompensare "campioni digitali" • Garanții reconversie și reîncadrare personal afectat	Toți operatorii	Continuu
Riscuri operaționale							
RO1	Întreruperi de serviciu în timpul tranziției Perturbări ale furnizării energiei în perioada de migrare către sisteme noi	2	3	6	• Strategii migrare cu funcționare paralelă sisteme • Testare riguroasă înainte de switchover • Planuri rollback documentate și testate • Comunicare proactivă cu consumatorii • Compensări automate pentru întreruperi	Operatori distribuție	La migrare

Cod	Denumire risc	P	I	Scor (P x I)	Măsuri de atenuare	Responsabil	Termen
RO2	Lipsa interoperabilității între sisteme Sisteme digitale care nu comunică eficient între ele	2	2	4	• Standarde tehnice obligatorii în achiziții • Teste integrare și interoperabilitate pre-acceptanță • API-uri deschise și standardizate • Penalități contractuale pentru neconformitate	Toți operatorii ANRE ME	Continuu
Riscuri externe							
RE1	Instabilitate geopolitică și economică Conflicte regionale, crize economice globale sau pandemii care pot afecta implementarea	2	3	6	• Diversificare furnizori și rute logistice • Stocuri strategice componente esențiale • Planuri continuitate operațională actualizate anual • Asigurări pentru riscuri politice • Clauze forță majoră echilibrate	Consiliul Suprem de Securitate	Anual
Riscuri sociale							
RS1	Excluziune digitală a grupurilor vulnerabile Gospodăriile vulnerabile riscă excluderea de la beneficiile digitalizării din cauza lipsei competențelor digitale, accesului limitat la internet și barierelor financiare	3	3	9	• Centre asistență digitală în primării și oficii poștale • Interfețe simplificate multilingve (RO, RU, GĂ, UA) • Design adaptat vârstnici și persoane cu dizabilități • Linie telefonică gratuită 8/5 pentru asistență • Alternative non-digitale pentru servicii esențiale	ANRE, ME	Continuu
RS2	Creșterea tarifelor în perioada de tranziție	3	2	6	Fond compensare pentru gospodării vulnerabile	ME, ANRE	Continuu

Cod	Denumire risc	P	I	Scor (P x I)	Măsuri de atenuare	Responsabil	Termen
	Investițiile de 1.5 miliarde MDL pot genera presiuni tarifare de 10-15% peste inflație în 2026-2028, afectând disproporționat gospodăriile cu venituri reduse				• Implementare graduală pe zone cu potențial economii • Tarife sociale diferențiate automate • Plafonare temporară creșteri max. 5%/an • Campanie comunicare transparentă despre beneficii		
RS3	Dezininformare și rezistență publică la schimbare Lipsa înțelegerii beneficiilor, temeri securitate date și radiații contoare pot genera rezistență la 20-30% din consumatori	2	2	4	• Campanie națională informare toate canalele media • Program ambasadori comunitari locali formați • Transparență totală date colectate și utilizare • Parteneriate societate civilă pentru credibilitate • Fact-checking rapid și contracarare dezinformare	ME, CS, Operatori	Continuu

Secțiunea a 3-a.
Matricea vizuală a riscurilor

149. Analiza distribuției riscurilor în baza unei hărți termice a acestora (Tabelul 28) evidențiază faptul că acestea au fost identificate în mod realist și raportate la scopul final al Programului – transformarea digitală a domeniului energetic, fapt care permite focalizarea acțiunilor asupra aspectelor esențiale pentru modernizarea infrastructurii și a proceselor în domeniu.

150. Corelarea riscurilor cu măsurile de monitorizare și atenuare asigură premise favorabile pentru implementarea etapizată și sustenabilă a transformării digitale, consolidând încrederea că Programul poate livra rezultatele așteptate și poate contribui la creșterea rezilienței sistemului energetic.

Tabelul 28. Harta termică a riscurilor (Probabilitate x Impact)

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

Secțiunea a 4-a.
Structura de guvernare și proces de management al riscurilor

151. Structura de guvernare pentru managementul riscurilor include un Comitet de risc cu întâlniri lunare și raportare trimestrială către Guvern, un Manager de risc dedicat Programului care raportează direct Secretarului de Stat, și responsabili de risc desemnați în fiecare instituție implementatoare.

Tabelul 29. Procesul continuu de management și monitorizare a riscurilor

Fază	Activități	Frecvență	Instrumente	Rezultate
Identificare	- Brainstorming - Analiza tenduri - Benchmarking UE	Lunar	Ateliere de lucru privind riscurile	Registrul de riscuri
Evaluare	- Scor P×I - Analiza cauze - Simulări Monte Carlo	Trimestrial	Matricea de risc	Hartă termică
Tratare	- Planuri mitigare - Alocări resurse - Desemnare 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 standard	Rapoarte de risc

Secțiunea a 5-a.
Indicatori-cheie de monitorizare a riscurilor

152. În cadrul Programului se propun următorii indicatori-cheie pentru monitorizare a riscurilor (KRI) și pragurile de alertă:

Tabelul 30. Criterii de monitorizare a riscurilor și praguri de alertă

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 a 6-a.
Lecții învățate și îmbunătățire continuă

153. Mecanismele de îmbunătățire continuă a managementului riscurilor includ crearea unui registru centralizat al lecțiilor învățate cu cazuri documentate, revizuirea semestrială a eficacității măsurilor și identificarea modelelor recurente, analiza comparativă cu programe similare din UE pentru identificarea bunelor practici, și actualizarea anuală a metodologiei de evaluare și management al riscurilor pe baza experienței acumulate și evoluției contextului de implementare.

Capitolul IX. AUTORITĂȚI ȘI INSTITUȚII RESPONSABILE

154. Realizarea cu succes a Programului de transformare digitală a domeniului energetic 2026-2030 depinde fundamental de existența unei structuri de guvernare 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 1-a. Structura de guvernare a Programului

155. Comitetul național de coordonare (în continuare - CNC) reprezintă structura decizională supremă a Programului, fiind prezidat de Prim-ministru în calitate de garant al implementării strategice. Vicepreședinția este asigurată de Ministrul Energiei, care coordonează executiv toate activitățile. Membrii permanenți includ Ministrul Dezvoltării Economice și Digitalizării, Ministrul Educației și Cercetării, și Ministrul Muncii și Protecției Sociale, fiecare aducând expertiza sectorială necesară. În calitate de membri consultanți participă Directorul ASC, Directorul ANRE și Directorul SIS, asigurând expertiza tehnică și de securitate, în timp ce Cancelaria de Stat furnizează suportul administrativ prin secretariat.

Tabelul 31. Componenta și structura CNC

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

156. Atribuțiile principale ale CNC includ aprobarea deciziilor strategice cu impact major asupra Programului, monitorizarea trimestrială a progresului general față de indicatorii asumați, soluționarea escaladărilor și conflictelor interministeriale, aprobarea realocărilor bugetare majore care depășesc 10% din bugetul anual și validarea parteneriatelor strategice internaționale. Comitetul se întrunește trimestrial în sesiuni ordinare sau la necesitate în sesiuni extraordinare.

157. Implementarea operațională este susținută de patru grupuri tehnice de lucru specializate, fiecare coordonat de instituția cu competența relevantă și având în componență între 6 și 10 experți din sectorul public și privat.

Tabelul 32. Structura și atribuțiile grupurilor tehnice de lucru

GTL	Coordonator	Focus	Membri	Frecvență
GTL1 - Infrastructură	MDED	Infrastructură digitală, interoperabilitate	8-10	Lunar
GTL2 - Securitate	ASC	Securitate cibernetică, reziliență, standarde și reglementări specifice sectoriale	6-8	Lunar
GTL3 - Competențe	MEC	Formare, curricula, certificare	8-10	Lunar
GTL4 - Incluziune	MSMPS	LNOB, grupuri vulnerabile	8-10	Lunar

Secțiunea a 2-a.
Autorități și instituții responsabile și roluri specifice

158. Ministerul Energiei asumă rolul de coordonator principal al Programului, având responsabilități strategice care includ coordonarea generală a implementării, elaborarea și actualizarea cadrului normativ sectorial, monitorizarea realizării obiectivelor specifice, raportarea către Guvern și partenerii de dezvoltare, asigurarea interfeței cu Comisia Europeană și ENTSO-E, precum și garantarea alinierii la acquis-ul energetic digital.

Tabelul 33. Responsabilități operaționale ale Ministerului Energiei pe obiective

Obiectiv	Responsabilitate	Indicator succes	Termen
OS 1.1	Conduce 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

159. Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE) deține responsabilități critice în actualizarea cadrului de reglementare pentru digitalizarea domeniului energetic, aprobarea metodologiilor tarifare pentru investiții smart(inteligente), monitorizarea conformității operatorilor, certificarea sistemelor de contorizare inteligentă și protecția consumatorilor în mediul digital energetic. Agenția va elabora și adopta patru pachete principale de reglementări esențiale pentru transformarea digitală.

Tabelul 34. Pachete de reglementări ANRE pentru digitalizarea energetică

Pachet	Conținut	Termen adoptare	Impact
Contorizare inteligentă	• Standarde tehnice • Certificare • Protecție date digitale energetice	T2 2026	500k contoare
Flexibilitate	• Agregatori • Răspuns la cerere • Tarife dinamice	T4 2026	20% reducere vârf
Prosumatori	• Acces rețea • Contorizare netă • Comunități energie	T2 2027	12k prosumatori
Date energetice	• Acces date • Portabilitate • Confidențialitate	T4 2027	100% transparență

160. Indicatorii de performanță pentru ANRE includ actualizarea a 100% din pachetele de reglementări necesare alinierii la planul de digitalizare UE până la finele anului 2026, menținerea timpului mediu de aprobare a tarifelor la maximum 60 zile și asigurarea unei rate de conformitate a operatorilor de peste 95%.

161. Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării (MDED) asigură coerența cu Strategia națională de transformare digitală 2023-2030 și post 2030, interoperabilitatea platformelor guvernamentale și energetice, facilitarea parteneriatelor public-private în digitalizarea energetică, sprijinul pentru atragerea investițiilor în tehnologii pentru domeniul energetic și coordonarea GTL1 pentru infrastructura digitală. Responsabilitățile specifice includ integrarea cu MConnect și MCabinet cu suportul AGE, dezvoltarea standardelor naționale de date deschise, facilitarea a minimum 5 parteneriate public-private majore și atragerea a 200 milioane MDL investiții private.

162. Agenția pentru Securitate Cibernetică (ASC) stabilește cerințele de securitate pentru infrastructura digitală critică energetică, monitorizează conformitatea cu standardele și reglementările de securitate naționale și EU NIS2, coordonează răspunsul la incidente majore și conduce GTL2 pentru securitate cibernetică în domeniul energetic. Pentru obiectivele specifice 2.1-2.3, ASC va oferi suport în fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în T4 2026, va facilita certificarea a 100% din operatorii critici până în 2027, va dezvolta ghiduri și metodologii de securitate cibernetică sectoriale și va organiza 4 exerciții naționale anuale. Indicatorii de performanță includ timp de răspuns la incidente critice sub 1 oră cu RTO sub 4 ore și rata de conformitate securitate de 100% pentru operatorii critici.

163. Ministerul Educației și Cercetării (MEC) dezvoltă curricula pentru competențe digitale energetice, coordonează programele de formare și reconversie, facilitează parteneriatele cu universitățile, sprijină cercetarea aplicată în domeniu și coordonează GTL3 pentru competențe digitale.

Tabelul 35. Program de formare coordonat de MEC pentru competențe digitale energetice

Categorie formare	Competențe	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Specialiști înalt calificați	Expertiza de bază digitală energie	50	100	150	100	100	500
Tehnicienii 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

164. Operatorii de sistem și rețea - Moldelectrica SA va investi 400 milioane MDL până în 2030 pentru modernizarea sistemului SCADA național, implementarea platformei digitale de balansare și integrarea aprofundată cu ENTSO-E pentru piața unică. Premier Energy Distribution și RED-Nord SA vor investi câte 300 milioane MDL fiecare pentru instalarea a câte 250.000 contoare inteligente, digitalizarea rețelelor MT/JT și implementarea sistemelor ADMS. Termoelectrica SA și CET-Nord SA vor investi împreună 200 milioane MDL pentru digitalizarea sistemelor de termoficare și implementarea managementului inteligent al cererii.

165. Parteneri de dezvoltare și finanțatori - Uniunea Europeană va oferi suport financiar de 300 milioane MDL prin granturi, asistență tehnică pentru alinierea la acquis și transfer de bune practici din statele membre. Banca Mondială va acorda un împrumut de 200 milioane MDL pentru smart grid, asistență tehnică pentru reforme tarifare și studii de fezabilitate pentru proiecte majore. BERD va cofinanța parteneriatele public-private cu 150 milioane MDL, va oferi instrumente de garantare pentru investiții private și suport pentru dezvoltarea pieței de capital. GIZ și alți parteneri de dezvoltare vor furniza granturi pentru securitate cibernetică de 50 milioane MDL, programe de formare și schimb de experiență, precum și suport în atragerea sectorului privat.

Tabelul 36. Matricea RACI pentru distribuirea responsabilităților cheie

Activitate	ME	ANRE	MDED	ASC	MEC	MF
Strategie digitalizare	A	C	R	C	C	C
Reglementări investiții inteligente	C	A/R	C	I	-	-
Securitate cibernetică	C	I	C	A/R	-	-
Formare specialiști	C	-	C	C	A/R	I
Atragere finanțare	R	-	C	-	-	I
Monitorizare KPIs	R	I	I	I	I	C
Comunicare publică	R	C	C	C	C	C

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

Secțiunea a 3-a. Mecanisme de coordonare și colaborare

166. Coordonarea eficientă între instituții se realizează prin protocoale de colaborare interinstituțională clare, începând cu un Memorandum de înțelegere strategic care va fi semnat de toate instituțiile în T1 2026, stabilind angajamentele și rolurile fundamentale. Acordurile de nivel de serviciu operaționale între furnizori și beneficiari vor defini nivelurile de servicii și indicatorii de performanță până în T2 2026. Protocoalele de distribuire a datelor între toți operatorii vor specifica API-urile, formatele și frecvența schimbului de date, iar procedurile de escaladare între ME și CNC vor clarifica termenele și responsabilitățile.

Tabelul 37. Protocoale de colaborare interinstituțională

Tip protocol	Părți	Conținut	Termen
Memorandum de înțelegere strategic	Toate instituțiile	Angajament, roluri	T1 2026
Acord de nivel de serviciu (SLA) operațional	Furnizori-beneficiari	Nivele servicii, KPIs	T2 2026
Distribuirea datelor	Toți operatorii	API, formate, frecvență	T2 2026
Escaladare	ME-CNC	Proceduri, termene	T1 2026

167. Reuniunile de coordonare vor fi organizate cu frecvențe diferențiate: CNC se va întruni trimestrial, ME va organiza întâlniri lunare cu implementatorii, GTL-urile se vor reuni lunar, iar coordonarea operațională va avea loc săptămânal. Raportarea integrată va include rapoarte lunare de progres de la implementatori, rapoarte trimestriale consolidate către CNC, raport anual către Parlament și raportare în timp real prin dashboard digital.

168. Rezolvarea conflictelor urmează o procedură de escaladare structurată pe patru niveluri: nivel operațional gestionat de ME în 5 zile, nivel tehnic rezolvat de GTL relevant în 10 zile, nivel strategic decis de CNC în 15 zile și nivel politic cu decizie finală a Prim-ministrului.

Secțiunea a 4-a. Monitorizarea performanței instituționale

169. Sistemul de stimulare și consecințe pentru neperformanță prevede că performanța excelentă peste 110% din țintă va fi recompensată cu bonus colectiv de 20% din salariu pentru echipă, vizibilitate publică și recunoaștere, precum și prioritate pentru următoarea fază de implementare. Pentru performanța sub așteptări, sub 80% din țintă, se aplică măsuri progresive: avertisment și suport în primul trimestru, plan de remediere obligatoriu în al doilea trimestru, restructurarea echipei în al treilea trimestru și realocarea responsabilităților în al patrulea trimestru.

Tabelul 38. Indicatori de performanță instituțională

Instituție	KPI principal	Nivel de referință 2025	Țintă 2028	Țintă 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%
ASC	Incidente majore prevenite	N/A	95%	99%	20%
MEC	Specialiști certificați	0	620	1,000	15%

Secțiunea a 5-a. Sustenabilitate instituțională

170. Măsurile de asigurare a continuității includ alocarea de bugete multianuale aprobate, angajarea personalului cu contracte pe durată determinată de minimum 3 ani, introducerea transferului de cunoștințe ca obligație contractuală și documentarea completă și standardizată a tuturor proceselor de implementare și monitorizare.

171. Planificarea post-2030 prevede o evaluare independentă în trimestrul I al anului 2029, aprobarea strategiei de sustenabilitate post-2030 până în trimestrul III al anului 2029, integrarea treptată a funcțiilor în structuri instituționale permanente începând cu trimestrul I al anului 2030 și închiderea formală a Programului cu elaborarea și aprobarea mecanismelor de finanțare și funcționare pe termen lung în trimestrul IV al anului 2029.

Capitolul X. PROCEDURI DE MONITORIZARE, EVALUARE ȘI RAPORTARE

172. 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 1-a. Cadrul general de monitorizare și evaluare

173. Sistemul de monitorizare și evaluare al Programului este aliniat integral la standardele europene pentru digitalizarea energetică, asigurând comparabilitatea cu statele UE și accesul la co-finanțare. Adaptarea indicatorilor DESI Energy pentru RNLC, PNME și contoarele inteligente va permite compararea progresului cu statele membre pentru cei 500.000 de contoare implementate. Standardele e-SENS vor asigura interoperabilitatea RNLC cu registrele europene și integrarea în Spațiul European de Date. Aplicarea standardelor CEF Digital pentru ME și platformele digitale va facilita accesul la co-finanțare UE, în timp ce conformitatea GDPR Energy pentru 1,5 milioane de consumatori în RNLC va crește încrederea în aplicațiile mobile. Conformitatea NIS2 pentru cei 7 operatori certificați va garanta reziliența cibernetică conform standardelor UE.

Tabelul 39. Alinierea la standarde europene pentru digitalizarea energetică

Standard European	Aplicare în Program	Beneficii
DESI (Indicele Economiei și Societății Digitale) Energy	Adaptare indicatori pentru RNLC, PNME, contoare inteligente	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 ME 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

174. Principiile operaționale includ monitorizarea în timp real prin sisteme digitale, cu 85% din date colectate automat via RNLC, PNME, HES+MDM și ME, evaluarea și deciziile bazate pe dovezi verificabile din sistemele digitale implementate precum SCADA, BMS și VPP, raportarea transparentă și accesibilă publicului, și orientarea 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.

175. Monitorizarea se realizează pe trei nivele distincte dar interconectate. La nivel strategic, Comitetul Național de Coordonare monitorizează trimestrial 45 indicatori de impact din Capitolul V prin dashboard executiv cu 15 KPI critici pentru cele trei obiective generale și ia decizii asupra deficitului de finanțare de 1.315,3 milioane lei. La nivel tactic, Ministerul Energiei monitorizează lunar peste 60 indicatori de rezultat pentru cele 9 obiective specifice, coordonează 27 acțiuni majore din Planul de Acțiuni și asigură managementul integrat pentru cele 3 obiective generale. La nivel operațional, implementatorii și operatorii furnizează date în timp real de la 500.000 contoare inteligente, jurnale de securitate de la ME, procesând peste 200 incidente lunar și metrice de producție de la 600 MW surse regenerabile integrate digital.

Secțiunea a 2-a.

Sistemul de indicatori și colectare a datelor

176. Sistemul de indicatori este structurat pe cinci dimensiuni DESI adaptate pentru infrastructura digitală din domeniul energetic: conectivitate digitală, capital uman, servicii digitale energetice, tehnologii avansate și securitate digitală. Fiecare dimensiune include indicatori specifici cu ținte clare pentru 2028 și 2030, metode de colectare definite și frecvențe de monitorizare stabilite.

Tabelul 40. Indicatori-cadru DESI adaptați pentru infrastructura digitală energetică

Dimensiune DESI	Indicator specific	Nivel de referință 2025	Țintă 2028	Țintă 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	Jurnalele platformei	În timp real
1.3	Locuri consum în RNLC	0	1.2M	1.5M	RNLC API	În timp real
2. Capital uman						
2.1	Personal ME certificat	0	15	15	Înregistrări resurse umane	Lunar
2.2	Specialiști digitali în sector	200	800	1.200	Registru ME	Trimestrial
2.3	Femei în poziții tehnice (%)	20%	35%	40%	Resurse umane operatori	Semestrial
3. Servicii digitale energetice						
3.1	Utilizatori aplicații mobile	0	100.000	200.000	Analiza aplicațiilor	În timp real
3.2	Module PNME operaționale	0	7	10	PNME tablou de bord	Lunar
3.3	Satisfacție digitală (1-10)	5.5	7.5	8.5	Sondaj	Trimestrial
4. Tehnologii avansate						
4.1	MW în VPP	0	60	100+	Platforme VPP	În timp real
4.2	Participanți DRMS	0	60.000	>100.000+	DRMS jurnale	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	72h	<1h	<1h	Metrici de securitate cibernetică	Per incident
5.3	Infrastructură monitorizată	0%	100%	100%	jurnale de evenimente	Continuu

177. Platforma integrată de monitorizare va include componente tehnice avansate pentru agregarea și analiza datelor. Data Lake centralizat agregă date de la toți implementatorii, incluzând RNLC, PNME, HES+MDM, ME, VPP, DRMS și BMS. API Gateway oferă interfețe standardizate pentru colectare automată, în timp ce modulul Business Intelligence furnizează analiză predictivă și tablouri de bord personalizate. Sursele

de date automate includ RNLC cu 1,5 milioane locuri de consum pentru date cadastrale și tehnice, PNME cu 10 module pentru KPI operaționali agregați, HES+MDM pentru 500.000 contoare cu consum în timp real la fiecare 15 minute, ME cu capacități operaționale de securitate cibernetică 24/7 cu incidente și conformitate, și VPP/DRMS/BMS pentru flexibilitate cu MW disponibili și utilizați. Sistemele financiare monitorizează execuția din totalul de 1.807,8 milioane lei, cu verificare automată a coerenței datelor din surse multiple.

Tabelul 41. Matricea de proceduri de validare și asigurare calitate a datelor

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 - Tendențe 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 aleatorii - Verificarea sursei - Revizuirea procesului	Zero erori materiale	Acțiune corectivă	Audit intern

Secțiunea a 3-a. Calendarul și tipurile de evaluări

178. Sistemul de monitorizare continuă operează prin dashboard-uri diferențiate pe audiență. Dashboard-ul executiv pentru CNC și miniștri prezintă în timp real progresul celor 3 obiective generale, deficitul de finanțare și 15 KPI de impact, cu funcționalități de drill-down, scenarii și alerte automate. Dashboard-ul operațional pentru specialiștii ME actualizează orar statusul celor 27 acțiuni, 60 indicatori de rezultat și execuția bugetară, cu diagrame Gantt, matrici de dependențe și riscuri. Dashboard-ul tehnic pentru ME și operatori monitorizează continuu peste 200.000 puncte de date, metrice de securitate și conformitate SLA, oferind acces API și analize ML. Dashboard-ul public pentru 1,2 milioane consumatori prezintă zilnic economiile realizate, CO₂ evitat și serviciile disponibile, cu calculator personal și comparații. Dashboard-ul pentru gospodăriile vulnerabile prezintă săptămânal tarifele sociale, asistența disponibilă și economiile medii în limbaj simplu cu grafice și audio.

Tabelul 42. Dashbord-uri diferențiate pe audiență

Tip dashboard	Utilizatori	Indicatori	Actualizare	Funcționalități
Executiv	CNC, miniștri	- Progres 3 OG - Deficit finanțare 15 KPIs impact	În timp real	Analiză detaliată, scenarii, alerte automate
Operațional ME	specialiști ME	27 acțiuni status 60 indicatori rezultat - Execuție buget	Orar	Gantt, dependențe, matricea de riscuri
Tehnic	ME, Operatori	200k+ data points - Metrici de securitate - SLA conformare	Continuu	API acces, automatizare, ML perspective

Tip dashboard	Utilizatori	Indicatori	Actualizare	Funcționalități
Public	1.2M consumatori	- Economii realizate - CO₂ evitat - Servicii disponibile	Zilnic	Calculator personal, comparații, sfaturi
Vulnerabili	100k gospodării	- Tarife sociale - Asistență disponibilă - Economii medii	Săptămânal	Limbaj simplu, grafice, audio

179. Sistemul de alertare automată funcționează cu cod roșu pentru întârzieri peste 30 zile sau depășiri buget peste 10%, cod galben pentru întârzieri 15-30 zile sau depășiri 5-10%, și notificări push pentru management și CNC.

Tabelul 43. Calendar și tipuri de rapoarte periodice

Tip raport	Frecvență	Deadline	Conținut	Pagini	Aprobare	Public
Raport fulger	Săptămânal	Luni 12:00	- Contoare instalate - Incidente ME - MW SER noi	2-3	Secretar de stat al ME	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	25 februarie	- Evaluare completă - ROI calculate - Lecții învățate	80-100	Guvern	Public
Donatori	Conform acorduri	Variable	- Conform șabloane - Focus pe impact - Sustenabilitate	20-50	ME+Donator	Parțial
Raport de evaluare	2027, 2031	+6 luni	Independent	150+	Parlament	Da

180. Evaluarea intermediară din 2027 se va desfășura în T2-T3 2028, după 2,5 ani de implementare, focusându-se pe progresul spre 500.000 contoare cu 265.000 instalate, ME deplin operațional, 400MW SER integrate și impactul asupra 50.000 gospodării vulnerabile. Evaluatorul va fi o firmă internațională independentă cu experiență în digitalizarea energiei, selectată prin tender competitiv.

Tabelul 44. Parametrii evaluării intermediare(2027)

Aspect	Detalii
Sincronizare	T2-T3 2028 (după 2,5 ani implementare)
Focus	- Progres spre 500.000 contoare (265.000 instalate) - ME deplin operațional 400MW SER integrate - Impact 50.000 vulnerabili
Evaluator	firmă internațională independentă, cu experiență în digitalizarea energiei (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 10 stakeholder - Vizite în peste 10 locații

Aspect	Detalii
Rezultate livrabile	• Raport de inițiere • Proiect de raport • Recomandări pentru ajustarea perioadei 2029-2030 • Bune practici pentru scalare • Plan mobilizare deficit finanțare • Atelier de lucru pentru părțile interesate • Raport final + plan de acțiune pentru ajustarea Programului

181. Evaluare finală din 2031 se va desfășura după 5 ani de implementare, focusându-se pe progresul general conform obiectivelor specifice și indicatorilor stabiliți în Program. Evaluatorul va fi o firmă internațională independentă cu experiență în digitalizarea energiei, selectată prin tender competitiv

Tabelul 45. Specificații evaluare finală (2031)

Aspect	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	Metode mixte, contrafactice • 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 • Impact de gen: 40% femei în tech • Scalabilitate regională • ROI validat extern
Rezultat	Raport de peste 200 pagini cu recomandări pentru Program 2031-2035

Secțiunea a 4-a.

Responsabilități specifice de raportare

182. Procedurile specifice de raportare diferă în funcție de tipul de date. Pentru datele sensibile de securitate se utilizează canale criptate end-to-end, acces pe bază de need-to-know, versiuni publice anonimizate și audit trail complet. Pentru datele financiare se aplică certificare trimestrială de către auditor și publicare pe portalul date.gov.md. Pentru indicatorii tehnici, colectarea se face automat prin API/SCADA/IoT, cu validare prin algoritmi AI și alertare pentru anomalii.

Tabelul 46. Matricea RACI pentru responsabilități de raportare

Proces/Activitate	ME	ANRE		ME (subdiviziunea responsabilă de securitatea cibernetică în energie)	Operatori	MSMPS	MF
Date RNLC/PNME	R	C		I	R	I	I
Monitorizare contoare	C	A		I	R	I	I

Proces/Activitate	ME	ANRE		ME (subdiviziunea responsabilă de securitatea cibernetică în energie)	Operatori	MSMPS	MF
Raportare ME	C	I		R	C	I	A
Date vulnerabili	R	C		I	C	A	I
Validare tehnică	C	R		C	A	I	I
Agregare indicatori	R	C		C	I	C	I
Rapoarte publice	R	I		I	I	I	I

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

Secțiunea a 5-a. Transparență și comunicare publică

183. Programul va opera prin URL dedicat digital.energie.gov.md, cu conținut actualizat permanent pentru toate categoriile de utilizatori.

Tabelul 47. Structura portalului digital al Programului

Secțiune	Conținut	Actualizare	Funcționalități
Panou de bord	- Progres 500.000 contoare - MW SER integrate - Economii realizate - CO₂ evitat	În regim real	- Hărți interactive - Calculator personal - Predicții AI
RNLC Public	- Verificare loc consum - Status cereri - Ghiduri utilizare	În regim real	- Chatbot 24/7 - Video tutorial - FAQ dinamic
Transparență	- Toate contractele - Execuție bugetară - Rapoarte evaluare	Lunar	- Vizualizări Sankey - Descărcări seturi de date - API public
Participare	- Consultări PNME - Feedback ME - Propuneri tarife	Continuu	- Sondaje integrate - Forum moderat - Idei votate
Impact	- Povești de succes - Economii pe regiuni - Comparații cu EU	Săptămânal	- Infografice animate - Testimoniale video

184. Strategia de comunicare diferențiată va fi focalizată pe diverse categorii de beneficiari cu informații specifice prin varii canale de promovare a informațiilor conform formatului preferat.

Tabelul 48. Strategia de comunicare diferențiată pe segmente

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 a 6-a.

Mecanisme de feedback și îmbunătățire continuă

185. Colectarea feedback-ului se realizează prin metode proactive care includ sondaje trimestriale online cu minimum 1000 respondenți, patru focus grupuri anuale cu beneficiari, consultări publice pentru ajustări majore, linie telefonică dedicată pentru sesizări, formular online pentru propuneri și sesiuni online interactive cu utilizatori. Procesarea feedback-ului presupune înregistrarea în CRM dedicat, analiză săptămânală de către specialiștii ME, răspuns în maximum 30 zile, raport trimestrial către CNC și publicarea rezumatului cu măsurile adoptate.

Tabelul 49. Implementare ciclu Kaizen pentru îmbunătățire continuă

Fază	Activități	Sincronizare	Responsabil	Rezultat
1. Identificare	- Analiza feedback - Audit procese - Analiză comparativă	Lunar	ME	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 a 7-a.
Integrare cu sistemele naționale

186. Interoperabilitatea funcțională și semantică va fi asigurată cu MConnect în calitate de platformă guvernamentală de interoperabilitate, MCloud pentru găzduire RNLC/PNME și aplicații publice după caz, portal date.gov.md pentru publicare exclusiv de date anonimizate, portal particip.gov.md pentru consultări publice și MCabinet pentru servicii electronice către cetățeni.

187. Standardele tehnice adoptate includ formate de date JSON-LD, XML cu scheme XSD și CSV, API-uri RESTful cu documentație OpenAPI conform standardelor UE pentru acces securizat, securitate prin OAuth 2.0 + JWT și mTLS pentru backend, și metadata Dublin Core și DCAT-AP pentru datasets.

PLAN DE ACȚIUNI
al Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2025-2030
al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030

I. Obiectiv General 1: Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în 2030

Tabelul 1. Acțiuni pentru Obiectivul specific 1.1: Modernizarea digitală a 80% din infrastructura critică energetică până în 2028

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 1.1: Până la sfârșitul anului 2028, cel puțin 80% din infrastructura critică energetică va fi modernizată digitală și integrată într-un sistem unificat de monitorizare.											
1.1.1	Dezvoltarea și implementarea Registrului Național al Locurilor de Consum (RNLC)	T1/2026 - T4/2028	• RNLC operațional: 40% (2027), 100% (2028) • Nr. locuri de consum înregistrate: 500,000 (2027), 1,200,000 (2028)	40.000	10,000	20,000	10,000	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (reglementare, implementare) ANRE (monitorizare), Operatori
1.1.2	Dezvoltarea și implementarea Platformei Naționale de Management Energetic (PNME)	T2/2026 - T4/2028	• Nr. module PNME funcționale: 3 (2027), 7 (2028), 10 (2030) • Nr. operatori integrați în PNME: 5 (2027), 12 (2028)	60.000	10,000	30,000	20,000	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (reglementare, implementare) ANRE (monitorizare), Operatori
1.1.3	Implementarea Sistemului Informațional SINEE (Sistem Național de	T2/2026 - T4/2028	• Nr. subsisteme implementate: 4 (2027), 10 (2028)	35,000	7,000	14,000	14,000	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (reglementare, implementare) ANRE (monitorizare),

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
	Evidență Energetică a Eficienței)		• Nr. clădiri publice monitorizate: 500 (2027), 2,000 (2028)								

Tabelul 2. Acțiuni pentru Obiectivul specific 1.2: Instalarea și operaționalizarea a 500,000 contoare inteligente până în 2030

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 1.2: Până la sfârșitul anului 2030, cel puțin 40% din consumatorii casnici vor beneficia de contoare inteligente, cu accent pe zonele urbane și gospodăriile vulnerabile.											
1.2.1	Instalarea contoarelor inteligente - Faza I (65,000 unități)	T1/2026 - T4/2026	• Nr. contoare instalate: 65,000 • Nr. gospodării vulnerabile: 13,000 • Nr. localități acoperite: 10	162,500	162,500	-	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	ANRE (monitorizare) ME (coordonare) Operatori de distribuție (realizare)
1.2.2	Instalarea contoarelor inteligente - Faza II-V (400,000 unități)	T1/2027 - T4/2030	• Nr. contoare instalate: 50,000 (2027), 150,000 (2028), 100,000 (2029), 100,000 (2030) • Total gospodării vulnerabile: 100,000	1,000,000	-	125,000	375,000	250,000	250,000	Parteneri de dezvoltare	ANRE (monitorizare) ME (coordonare) Operatori de distribuție (realizare)

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
1.2.3	Implementarea platformelor HES+MDM	T1/2026 - T4/2026	- Nr. platforme operaționale: 2 - Nr. contoare integrate: 100,000 - Timp colectare date: <15 min	30,000	30,000	-	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (monitorizare coordonare) Operatori de distribuție (realizare)
1.2.4	Elaborarea studiului de fezabilitate pentru sistemul ADMS (Advanced Distribution Management System)	T2/2028 - T4/2028	- Studiu finalizat și aprobat - Nr. operatori analizați: 7 - Nr. soluții tehnice identificate: 3+	2,400	-	-	2,400	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (responsabil) Operatori

Tabelul 3. Acțiuni pentru Obiectivul specific 1.3: Automatizarea a 90% din procesele operaționale critice până în 2028

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 1.3: Până la sfârșitul anului 2028, cel puțin 90% din procesele operaționale critice vor fi automatizate și monitorizate digital în timp real											
1.3.1	Modernizarea sistemelor SCADA ale operatorilor de rețea	T2/2026 - T4/2028	- Nr. operatori cu SCADA modernizat: 2 (2026), 5 (2027), 10 (2028) - Timp răspuns: <1s	Conform planuri investiții	-	-	-	-	-	Fonduri proprii ale operatorilor	ANRE (aprobare investiții) ME (monitorizare, coordonare) Operatori (realizare)
1.3.2	Implementarea sistemelor ERP	T2/2026 - T4/2029	nr. sisteme ERP implementate: 1	Conform planuri investiții	-	-	-	-	-	Fonduri proprii ale operatorilor	ANRE (aprobare investiții)

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
	(Enterprise Resource Planning) integrate		(2026), 4 (2027), 8 (2028), 12 (2030) • Nr. module integrate: 5+								ME (monitorizare, coordonare) Operatori (realizare)
1.3.3	Dezvoltarea platformelor CRM (Customer Relationship Management) moderne	T3/2026 - T4/2029	• Nr. platforme CRM funcționale: 3 (2027), 7 (2028), 10 (2030) • Nr. consumatori deserviți online: 50%	Conform planuri investiții	-	-	-	-	-	Fonduri proprii ale operatorilor	ANRE (aprobare investiții) ME (monitorizare, coordonare) Operatori (realizare)
1.3.4	Modernizarea sistemelor de facturare (Billing)	T2/2026 - T4/2029	• Nr. sisteme facturare moderne: 2 (2026), 5 (2027), 10 (2028), 12 (2030) • Pondere facturare electronică: 80%	Conform planuri investiții	-	-	-	-	-	Fonduri proprii ale operatorilor	ANRE (aprobare investiții) ME (monitorizare, coordonare) Operatori (realizare)

II. Obiectiv General 2: Fortificarea capacităților de securitate cibernetică până în 2030

Tabelul 4. Acțiuni pentru Obiectivul specific 2.1: Înființarea și operaționalizarea ME cu monitorizare 24/7 până în 2026

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 2.1: Până la sfârșitul anului 2026, se va asigura monitorizarea 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică în cadrul operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv NIS2)											
2.1.1	Fortificarea capacităților cibernetică prin recrutarea și instruirea personalului specializat	T1/2026 - T2/2027	• Nr. specialiști angajați și instruiți: 8	45,000	20,000	12,500	12,500	-	-	Parteneri de dezvoltare	ASC(coordonare) ME (realizare)

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
			(2026), 15 (2027)								
2.1.2	Implementarea infrastructurii hardware și software de securitate cibernetică pentru operatorii de infrastructură critică energetică	T2/2026 - T4/2027	• Pondere infrastructură instalată: 70% (2026), 100% (2027) • Nr. sisteme integrate: 3 (2026), 10 (2027)	24,500	14,000	5,500	5,000	-	-	Parteneri de dezvoltare	ASC(coordonare) ME (realizare) Operatori
2.1.3	Operaționalizarea monitorizării permanente (24/7) a infrastructurii energetice critice	T3/2026 - T2/2028	• Infrastructură critică monitorizată: 40% (2026), 80% (2027), 100% (2028) • Timp mediu detecție incident: <1 oră	5,500	1,000	2,000	2,500	-	-	Parteneri de dezvoltare	ASC(coordonare) ME (realizare)

Tabelul 5. Acțiuni pentru Obiectivul specific 2.2: Certificarea operatorilor conform ISO/IEC 27001 și NIS2 până în 2027

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 2.2: Până la sfârșitul anului 2027, toți operatorii de infrastructură critică energetică vor fi certificați conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor NIS2											

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
2.2.1	Efectuarea unei analize de decalaj (gap analysis) și pregătirea pentru certificare	T1/2026 - T4/2026	- Nr. operatori analizați: 7 - Nr. proceduri elaborate: 100+ - Nr. persoane instruite: 150	7,000	7,000	-	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	Operatori (responsabili) ME, ANRE (coordonare)
2.2.2	Obținerea certificării ISO 27001	T1/2027 - T4/2027	- Nr. operatori certificați: 7 - Grad conformitate NIS2: 85% - Nr. audituri realizate: 14	9,500	-	9,500	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	Operatori (responsabili)
2.2.3	Menținerea certificării ISO/IEC 27001 și audituri de supraveghere anuale	T1/2028 - T4/2030	- Nr. audituri supraveghere: 7/an - Nr. certificate menținute: 100% - Nr. neconformități remediate: 100%	1,400	-	-	1,400	-	-	Parteneri de dezvoltare	Operatori (responsabili) ANRE, ASC (monitorizare)

Tabelul 6. Acțiuni pentru Obiectivul specific 2.3: Reducerea timpului de recuperare la 4 ore până în 2028

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 2.3: Până la sfârșitul anului 2028, timpul de recuperare după incidente cibernetice majore va fi redus la maximum 4 ore pentru servicii critice.											
2.3.1	Implementarea soluțiilor de securitate cibernetică (EDR/XDR, SIEM, DLP)	T1/2026 - T4/2027	Nr. operatori cu EDR/XDR: 4 (2026), 7 (2027)	84,000	42,000	42,000	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare integrare) Operatori (realizare)

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
			• Nr. sisteme SIEM operaționale: 4 (2026), 7 (2027)								
2.3.2	Implementarea infrastructurii cu disponibilitate ridicată (HA - High Availability)	T2/2026 - T4/2027	• Nivel implementare infrastructură HA: 50% (2026), 100% (2027) • Sisteme redundante funcționale: 100%	56,000	28,000	28,000	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare, integrare) Operatori (realizare)

III. Obiectiv General 3: Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale inclusive până în 2030

Tabelul 7. Acțiuni pentru Obiectivul specific 3.1: Creșterea capacității de integrare SER la 600 MW până în 2030

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 3.1: Până la sfârșitul anului 2030, capacitatea de integrare a surselor regenerabile va atinge 600 MW, susținută de un nivel avansat de digitalizare a rețelelor energetice											
3.1.1	Implementarea sistemului de prognoză meteo asistată de inteligență artificială (AI)	T2/2026 - T4/2030	• Sistem operațional: 60% (2027), 100% (2029) • Acuratețe prognoze: >95%	17,500	3,500	5,000	5,000	2,500	1,500	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare) Moldelectrica (realizare) operatori SER licențiați (parteneri în realizare)

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
3.1.2	Dezvoltarea unei centrale electrice virtuale (Virtual Power Plant - VPP)	T2/2026 - T4/2030	- Nr. surse agregate: 50 (2027), 200 (2029), 300+ (2030) - Capacitate agregată: 100+ MW	27,500	4,000	7,000	7,000	5,500	4,000	Parteneri de dezvoltare	ANRE (monitorizare) Moldelectrica (realizare) operatori SER licențiați, prosumatori (parteneri)
3.1.3	Modernizarea sistemelor SCADA din parcurile de energie regenerabilă	T2/2026 - T4/2030	- Nr. parcuri integrate: 15 (2027), 35 (2029), 50 (2030) - Timp răspuns: <1s	27,500	3,500	6,000	6,000	6,500	5,500	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare) Producători SER licențiați (realizare) Moldelectrica (integrare)
3.1.4	Implementarea unui sistem avansat de management energetic (EMS) cu optimizare asistată de AI	T2/2026 - T4/2030	- Reducere dezechilibre: 20% (2027), 40% (2030) - Scădere costuri echilibrare: 30%	27,500	4,000	7,000	7,000	5,500	4,000	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare) Moldelectrica (realizare)

Tabelul 8. Acțiuni pentru Obiectivul specific 3.2: Reducerea consumului de vârf cu 20% până în 2030

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 3.2: Până la sfârșitul anului 2030, consumul de energie în orele de vârf va fi redus cu cel puțin 20%, în contextul digitalizării managementului cererii											
3.2.1	Implementarea unui sistem de	T2/2026 - T4/2030	• Sistem DRMS operațional: pilot	26,500	3,000	6,000	6,000	6,500	5,000	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare)

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
	management al răspunsului la cerere (Demand Response Management System – DRMS)		(2027), 100% (2029) • Nr. consumatori înrolați: 100,000+								Operatori, consumatori (realizare)
3.2.2	Lansarea sistemului de tarife dinamice	T2/2026 - T4/2030	• Nr. consumatori cu tarife dinamice: 50,000 (2027), 400,000 (2030) • Reducere sarcină de vârf: 150 MW	17,500	2,500	5,000	5,000	3,000	2,000	Parteneri de dezvoltare	ANRE (reglementare) Operatori (realizare)
3.2.3	Dezvoltarea aplicațiilor mobile de informare și control pentru consumatori	T2/2026 - T4/2030	• Nr. utilizatori activi: 20,000 (2027), 200,000 (2030) • Reducere consum: 10-15%	11,000	2,000	3,000	3,000	2,000	1,000	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare) Operatori (realizare)
3.2.4	Operaționalizarea agregatorilor de flexibilitate	T2/2026 - T4/2030	• Flexibilitate agregată: 10 MW (2027), 50+ MW (2030) • Nr. participanți activi: 5,000+	20,000	2,500	6,000	6,000	3,500	2,000	Parteneri de dezvoltare	ANRE (reglementare) Agregatori licențiați

Tabelul 9. Acțiuni pentru Obiectivul specific 3.3: Operaționalizarea sistemelor pentru 50 MW stocare până în 2029

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termen de realizare	Indicatori de monitorizare	Costuri estimative total (mii MDL)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ Instituții responsabile/ Parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectiv specific 3.3: Până la sfârșitul anului 2029, vor fi operaționalizate sisteme digitale pentru gestionarea a minimum 50 MW capacitate de stocare a energiei											
3.3.1	Implementarea unui sistem centralizat de management al bateriilor (Battery Management System – BMS) pentru stocare	T2/2026 - T4/2029	• Sistem BMS operațional: 30% (2027), 100% (2029) • Nr. locații monitorizate: 20+	16,500	2,000	3,500	5,000	6,000	-	Parteneri de dezvoltare	ME (reglementare, coordonare) Operatori stocare (realizare)
3.3.2	Dezvoltarea unei platforme de management al stocării energiei (Energy Storage Management Platform)	T2/2026 - T4/2029	• Capacitate gestionată: 5 MW (2027), 50 MW (2029) • Venituri estimate: 50+ mil. MDL/an	22,500	2,500	4,500	7,000	8,500	-	Parteneri de dezvoltare	ME (reglementare, coordonare) Operatori stocare Moldelectrica
3.3.3	Implementarea sistemului de prognoză pentru capacitățile de stocare a energiei	T2/2026 - T4/2029	• Acuratețe prognoze: 85% (2027), >90% (2029) • Rentabilitate estimată (ROI): <5 ani	14,000	1,500	3,000	4,500	5,000	-	Parteneri de dezvoltare	ANRE ME Operatori stocare
3.3.4	Crearea platformei de agregare a stocării distribuite	T2/2026 - T4/2029	• Capacitate baterie virtuală (Virtual battery): 10 MW (2029), 15+ MW (2030) • Nr. participanți: 500+	17,000	2,000	4,000	5,500	5,500	-	Parteneri de dezvoltare	ME (monitorizare) Agregatori stocare Consumatori Prosumatori

NOTA DE FUNDAMENTARE
la proiectul Hotărârii Guvernului cu privire la aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 și a Planului de acțiuni pentru implementarea acestuia

1. Denumirea sau numele autorului și, după caz, a/al participanților la elaborarea proiectului actului normativ
<i>Proiectul hotărârii Guvernului cu privire la aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 și a Planului de acțiuni pentru implementarea acestuia, a fost elaborat de către Ministerul Energiei cu suportul programului „Accelerarea unei tranziții energetice echitabile în Republica Moldova”, implementat de PNUD Moldova cu suportul Guvernului Italiei.</i>
2. Condițiile ce au impus elaborarea proiectului actului normativ
2.1. Temeiul legal sau, după caz, sursa proiectului actului normativ
1. Actul normativ care reglementează direct necesitatea elaborării Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 este <i>Hotărârea Guvernului nr. 650/2023 cu privire la aprobarea Strategiei de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030</i>. Una dintre direcțiile prioritare ale acestei Strategii este <i>transformarea rețelei electrice naționale într-o rețea inteligentă</i> (acoperită de Obiectivul general nr. 3 „Crearea unei economii digitale inovatoare și reziliente”). În consecință, se urmărește, printre altele, <i>optimizarea comportamentului consumatorilor de energie în sensul sporirii performanței energetice, cât și a ameliorării randamentului energetic</i>. 2. Pe de altă parte, transformarea rețelei electrice naționale într-o rețea inteligentă reprezintă implicit și o <i>activitate de modernizare</i>, care rezzonează cu obiectivele legilor de bază pentru domeniul energetic: a) Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică - stabilește necesitatea modernizării și digitalizării domeniului energetic pentru asigurarea securității energetice și eficienței operaționale prin soluții digitale avansate; b) Legea nr. 139/2018 cu privire la eficiența energetică - prevede implementarea sistemelor inteligente de monitorizare și gestionare a consumului energetic; c) Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile - impune soluții digitale pentru integrarea eficientă a surselor regenerabile în sistemul energetic; 3. Digitalizarea sistemului energetic este și un obiectiv asociat <i>asigurării securității naționale</i>. Astfel, în Strategia securității naționale a Republicii Moldova, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 391/2023, <i>domeniul energetic</i> apare ca o vulnerabilitate pentru securitate statului (pct. 21 subpct. 5) din strategie), iar <i>securitatea și reziliența energetică</i> reprezintă o direcție prioritară de acțiune (pct. 28 subpct. 6) din strategie). Printre acțiunile recomandate sunt: • consolidarea securității energetice, prin creșterea capacității de interconectare cu statele UE în sistemul energetic european • modernizarea și extinderea capacităților de producție a energiei termice și electrice, inclusiv din surse regenerabile; • dezvoltarea și implementarea unor proceduri de gestionare a crizelor energetice; • implementarea programelor de eficientizare a consumului de energie, de educație și de conștientizare în domeniul eficienței energetice; • dezvoltarea și consolidarea parteneriatelor energetice cu statele membre ale UE și cu țările Comunității Energetice. Niciuna dintre aceste acțiuni nu poate fi realizată complet și conform cerințelor comunitare fără o digitalizarea sistemelor de producere, transport, consum și stocare a energiei. 4. Pe lângă securitatea energetică, dezvoltarea și modernizarea domeniului energetic sunt imposibile fără instrumente digitale – În acest context, devine esențială <i>asigurarea securității cibernetice a acestor sisteme și instrumente</i>, conform Legii nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică, aplicabilă operatorilor de infrastructuri critice.

Infrastructura energetică este clasificată drept infrastructură critică conform HG nr. 701/2018 privind protecția antiteroristă a infrastructurii critice. Domeniul energetic este primul pe lista sectoarelor și subsectoarelor infrastructurii critice, incluzând: • depozitarea petrolului și gazelor, inclusiv conductele; • transportul de energie electrică, gaze și petrol; • distribuția electricității, energiei termice, gazului și petrolului. Elaborarea Programului este necesară inclusiv pentru planificarea implementării de instrumente digitale destinate asigurării securității cibernetice atât pentru sisteme existente, cât și pentru cele care vor fi dezvoltate. 5. Alte documente strategice relevante: • Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030” – Legea nr. 315/2022, care identifică digitalizarea ca prioritate transversală; • Strategia Energetică a Republicii Moldova până în 2050 (SEM 2050) – subliniază rolul tehnologiilor digitale în asigurarea rezilienței; • Strategia națională de apărare 2024–2034 – HG nr. 319/2024, care impune măsuri specifice pentru protecția infrastructurilor critice energetice.
2.2. Descrierea situației și a problemelor care impun intervenția, inclusiv a cadrului normativ aplicabil și a deficiențelor/lacunelor normative
Domeniul energetic al Republicii Moldova se confruntă cu provocări majore, care impun o transformare digitală urgentă și cuprinzătoare: 1. Infrastructură învechită și eficiență scăzută: • peste 70% din infrastructura energetică depășește durata normală de exploatare; • pierderile în rețelele de distribuție ating 18% (media UE: 6%); • doar 15% dintre procesele operaționale sunt digitalizate; • timpul mediu de restabilire după avarii depășește 6 ore. 2. Vulnerabilități de securitate cibernetică: • lipsa unui centru sectorial dedicat monitorizării amenințărilor cibernetice; • absența standardelor uniforme de securitate pentru sistemele OT/IT; • Deficit estimat de 200 specialiști în securitate cibernetică; • se înregistrează anual. În medie, 3 incidente majore de securitate 3. Integrare limitată a surselor regenerabile: • capacitate redusă de prognoză și gestionare a producției variabile; • lipsa platformelor digitale pentru prosumatori și agregatori; • absența piețelor de flexibilitate și a mecanismelor de stocare inteligentă. 4. Servicii deficitare pentru consumatori: • Doar 15% dintre consumatori utilizează canale digitale • Timp mediu de procesare cereri: 5-7 zile lucrătoare • Lipsa transparenței în facturare și consum 5. Deficit de competențe digitale: • Doar 50 specialiști cu competențe digitale avansate în sector • Programe de formare sporadice și necoordonate • Colaborare limitată cu instituțiile de învățământ Lacune normative identificate: 1. Absența unui cadru integrat pentru transformarea digitală a sectorului energetic 2. Lipsa standardelor tehnice pentru implementarea tehnologiilor emergente (IoT, AI, etc) 3. Reglementări incomplete pentru noi modele de business (prosumatori, agregatori, VPP) 4. Mecanisme financiare insuficiente pentru stimularea investițiilor în digitalizare 5. Proceduri neadaptate pentru achiziții IT și servicii digitale în sectorul public aferent sectorului energetic
3. Obiectivele urmărite și soluțiile propuse
3.1. Principalele prevederi ale proiectului și evidențierea elementelor noi
I. Programul de implementare a transformării digitale în sectorul energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 este conceput ca fiind instrumentul sectorial de punere în aplicare a Obiectivului general nr. 3 – „Crearea unei economii digitale inovatoare și reziliente”, din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 650/2023, precum și a mai multor obiective strategice din Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, și anume:

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

Scopul Programului este: transformarea digitală cuprinzătoare a sectorului energetic pentru crearea unui sistem modern, eficient, sigur și centrat pe consumator, aliniat standardelor europene.

Implementarea programului urmărește realizarea a 3 obiective generale. Fiecare obiectiv general este operaționalizat prin intermediul unor obiective specifice, care detaliază și particularizează direcțiile de acțiune necesare pentru atingerea finalității propuse, după cum urmează, fiecare dintre acestea fiind structurat în obiective specifice.

I. Obiective generale ale Programului sunt:

a. Obiectivul general 1. Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în sectorul energetic până în 2030: 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;

b. Obiectivul general 2. Facilitarea 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 critică din domeniul energetic împotriva amenințărilor cibernetice în creștere;

c. Obiectivul general 3. Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în 2030: Aliniat cu angajamentele naționale de reducere a emisiilor 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.

II. Obiectivele specifice aferente obiectivelor generale sunt:

a. Obiectivele specifice ale Obiectivului general 1. Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în sectorul energetic:

- **Modernizarea digitală a infrastructurii energetice critice**, cu integrarea a cel puțin 80% din aceasta într-un sistem unificat de monitorizare până la sfârșitul anului 2028;
- **Extinderea contorizării inteligente**, prin acoperirea, până în 2030, a cel puțin 40% din consumatorii casnici, inclusiv în gospodăriile vulnerabile;
- **Digitalizarea proceselor operaționale critice**, cu un grad de automatizare și monitorizare în timp real de minimum 90% până la sfârșitul anului 2028.

b. Obiectivele specifice aferente Obiectivului general 2. Facilitarea rezilienței cibernetice a infrastructurii energetice critice:

- **Până la sfârșitul anului 2026**, se va asigura monitorizarea 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică în cadrul operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv NIS2).
- **Certificarea operatorilor de infrastructură critică energetică**, în conformitate cu standardul ISO/IEC 27001 și cerințele NIS2, până în 2027.
- **Reducerea timpului de recuperare în caz de atac cibernetic**, la maximum 4 ore pentru serviciile critice, până în 2028.

c. Obiectivele specifice aferente Obiectivului general 3. Accelerarea tranziției către energie verde

și decarbonizare prin soluții digitale incluzive:

- **Creșterea capacității de integrare a surselor regenerabile**, cu cel puțin 600 MW suplimentari până în 2030, prin implementarea soluțiilor digitale de predicție și echilibrare.
- **Reducerea consumului de energie în orele de vârf cu minimum 20%**, până în 2030, prin platforme digitale de management al cererii accesibile tuturor categoriilor de consumatori.
- **Operaționalizarea sistemelor de stocare digitală**, cu o capacitate minimă de 50 MW, până în 2029.

Principalele reglementări propuse în Program vizează:

1. Crearea unei economii digitale inovatoare (OG1):

- Implementarea Registrului Național al Locurilor de Consum (RNLC) - element nou;
- Dezvoltarea Platformei Naționale de Management Energetic pentru monitorizare în timp real;
- Program național de instalare a 500.000 de contoare inteligente până în 2030;
- Digitalizarea completă a proceselor de business și operaționale.

2. Asigurarea securității cibernetice (OG2):

- Consolidarea capacităților de securitate cibernetică în cadrul operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid;
- Implementarea standardelor ISO 27001 și cerințelor NIS2 pentru toți operatorii;
- Program național de awareness și training în securitate cibernetică.

3. Dezvoltarea competențelor și stimularea inovării (OG3):

- Crearea a 3 centre de excelență în digitalizare energetică - element nou;
- Platformă națională pentru gestionarea prosumatorilor - element nou;
- Cadru de reglementare pentru sisteme de stocare și stații electrice virtuale (Virtual Power Plants - VPP) - element nou.

Programul introduce o serie de **elemente inovatoare cu caracter sistemic**, care diferențiază această intervenție de inițiativele anterioare din sectorul energetic. Elementele au un impact transformator la nivel de guvernanta, infrastructură, incluziune și sustenabilitate. Aceste elemente reflectă o abordare integrată și modernă, în linie cu bunele practici europene.

1. Guvernanta digitală și cibernetică consolidată

- **Guvernanta integrată și multisectorială, prin constituirea unui Comitet Național de Coordonare**, prezidat de Prim-ministru, în calitate de garant al implementării strategice. Vicepreședinția este asigurată de Ministrul Energiei, care coordonează executiv toate activitățile;
- **Implementarea operațională este susținută de patru grupuri tehnice de lucru specializate**, fiecare coordonat de instituția cu competența relevantă și având în componență între 6 și 10 experți din sectorul public și privat;
- **Atribuirea, Ministerului Energiei, a rolului de coordonator principal al Programului**, având responsabilități strategice care includ coordonarea generală a implementării, elaborarea și actualizarea cadrului normativ sectorial, monitorizarea realizării obiectivelor specifice, raportarea către Guvern și partenerii de dezvoltare, asigurarea interfeței cu Comisia Europeană și ENTSO-E, precum și garantarea alinierii la acquis-ul energetic digital

2. Infrastructură digitală avansată și interoperabilă

- **Registrul Național al Locurilor de Consum (RNLC)** – sistem digital unic de identificare și urmărire a fiecărui loc de consum, ce permite schimbarea furnizorului în mai puțin de 24 de ore;
- **Platforma Națională de Management Energetic (PNME)** – agregator digital național cu funcționalități avansate (inclusiv AI), pentru colectarea și analizarea datelor privind producția, consumul și importurile de energie;
- **Sistemul Informațional Național pentru Eficiență Energetică (SINEE)** – infrastructură complexă cu 10 subsisteme digitale pentru managementul eficienței energetice, auditurilor, clădirilor performante și raportărilor.

3. Digitalizarea relației cu consumatorul și a infrastructurii tehnice

- **Contorizare inteligentă la scară largă**, cu extinderea de la 35.000 la 500.000 de contoare până

în 2030, începând cu gospodăriile vulnerabile.

- **Sisteme inteligente de gestiune a cererii și ofertei**, inclusiv:
 - platforme pentru **stații electrice virtuale (VPP)**;
 - sisteme EMS avansate;
 - aplicații mobile pentru gestionarea consumului și participarea în piața de flexibilitate.
- **Operaționalizarea piețelor de flexibilitate și a agregatorilor energetici**, facilitând participarea activă a consumatorilor și prosumatorilor.

4. Finanțare mixtă și model de sustenabilitate financiară

- **Finanțare din surse multiple**, printr-un mix echilibrat de resurse: asistență externă (~80%) și investiții private (20%).
- **Model de auto-finanțare post-2030**, prin utilizarea economiilor operaționale generate de digitalizare (estimativ: 100 milioane lei anual).

5. Monitorizare transparentă și integrare instituțională

- **Platformă publică de monitorizare digitală**, cu afișarea în timp real a indicatorilor de progres, pentru creșterea transparenței și responsabilizării instituționale.
- **Integrare ecosistemică** cu platformele guvernamentale existente (MConnect, MCabinet, date.gov.md), pentru schimb de date și interoperabilitate.

6. Incluziune digitală și echitate energetică, prin aplicarea principiului „Nimeni să nu fie lăsat în urmă”, prin:

- accesibilizarea interfețelor digitale pentru toate categoriile de populație;
- sprijin dedicat gospodăriilor vulnerabile (inclusiv femei, persoane în sărăcie energetică, persoane cu dizabilități);
- programe de formare în competențe digitale și sprijin pentru participarea în noile modele de consum activ și flexibil.

Procesul de monitorizare a implementării Programului va fi organizat printr-un **set comun de indicatori de monitorizare și evaluare** a acțiunilor planificate, bine structurat și transparent, prin care urmează să se măsoare gradul de implementare și nivelul de realizare a obiectivelor

Adoptarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic pentru anii 2026–2030 este imperativă pentru modernizarea și reziliența sectorului, asigurarea securității energetice, atingerea obiectivelor climatice și garantarea accesului echitabil la servicii energetice moderne. Programul propune o viziune integrată, cu acțiuni etapizate și bugetate, fiind construit pe o abordare participativă, multisectorială și aliniată la standardele europene.

II. De asemenea, odată cu programul, se propune spre aprobare și Planul de acțiuni pentru implementarea Programului.

Planul de acțiuni însoțește Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova 2026–2030 și constituie instrumentul operațional esențial pentru realizarea obiectivelor generale și specifice ale acestuia. Documentul detaliază măsurile concrete ce urmează a fi întreprinse, termenele de realizare, indicatorii de monitorizare, costuri financiare estimative și responsabilitățile instituționale.

Planul este **structurat** în jurul celor trei obiective generale ale Programului și include măsuri concrete, etapizate pe perioada 2026–2030, grupate în funcție de obiectivele specifice. În total, planul cuprinde peste 30 de acțiuni, cu responsabilități clar delimitate între Ministerul Energiei, ANRE, operatori de sistem, CNED, CSSCE, instituții partenere și actori din sectorul privat.

Principalele prevederi ale Planului, în corespundere cu cele trei obiective generale ale programului sunt:

1. Obiectiv general 1 – Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile:

- a. **RNLC:** Implementarea Registrului Național al Locurilor de Consum – acoperire integrală până în 2028 (1,2 milioane locuri de consum);

- b. PNME:** Dezvoltarea unei platforme naționale de management energetic (PNME) cu 10 module integrate până în 2030;
- c. SINEE:** Digitalizarea domeniului eficienței energetice prin 10 subsisteme, inclusiv audit energetic, GIS și managementul clădirilor;
- d. Contorizare inteligentă:** Instalarea a 500.000 de contoare în cinci faze, prioritizând gospodăriile vulnerabile;
- e. Digitalizarea operațională:** Modernizarea sistemelor de control și achiziție de date (SCADA), de planificare a resurselor (ERP), de gestionare a relațiilor cu clienții (CRM) și de facturare, la nivelul operatorilor, cu obiectivul de a automatiza 90% dintre procesele critice până în anul 2028.

2. Obiectiv general 2 – Facilitarea rezilienței cibernetice

- a. consolidarea capacităților de securitate cibernetică în cadrul operatorilor de infrastructură energetică,** inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv NIS2);
- b. Certificare:** Obținerea certificării ISO/IEC 27001 și conformitate cu NIS2 pentru toți operatorii critici, până în 2027.
- c. Reducerea timpului de recuperare:** Aplicarea soluțiilor de securitate cibernetică integrate – detectare și răspuns extins (EDR/XDR), monitorizare a evenimentelor (SIEM), protecție a datelor (DLP) – și utilizarea infrastructurilor cu funcționare neîntreruptă, pentru un răspuns operativ în mai puțin de 4 ore.

3. Obiectiv general 3 – Tranziția verde prin soluții digitale incluzive

- a. Sisteme digitale pentru integrarea SER:** Implementarea de VPP, EMS, sisteme de prognoză AI și modernizare SCADA pentru atingerea unei capacități integrate de 600 MW până în 2030;
- b. Managementul cererii și reducerea vârfurilor de consum:** Operaționalizarea DRMS, lansarea tarifelor dinamice și aplicațiilor mobile pentru consumatori;
- c. Stocare inteligentă:** Dezvoltarea de platforme și BMS pentru gestionarea digitală a capacităților de stocare – 50 MW până în 2029.

Planul de acțiuni se distinge printr-o serie de **inovații procedurale și tehnologice**:

- 1. Etapizarea clară** a acțiunilor în cinci faze de implementare (2026–2030), în corelare cu obiectivele de tranziție energetică;
- 2. Alocarea rolurilor instituționale detaliate,** asigurând responsabilități clare pentru coordonare, implementare, monitorizare și audit;
- 3. Definirea precisă a indicatorilor de progres** (ex. număr de contoare instalate, capacitate digitalizată, timpi de răspuns), pentru facilitarea evaluării periodice;
- 4. Orientarea inclusivă,** prin prioritizarea acțiunilor în beneficiul consumatorilor vulnerabili și IMM-urilor;
- 5. Integrarea tehnologiilor emergente** precum inteligența artificială, învățarea automată, interoperabilitatea prin interfețe de programare deschise, gemenii digitali pentru sistemele energetice și aplicațiile mobile inteligente;
- 6. Deschiderea către finanțare mixtă** (publică, internațională, privată), cu potențial de atragere a investițiilor de peste 1,2 miliarde lei.

Planul de acțiuni constituie cadrul operațional esențial pentru implementarea Programului de transformare digitală a sectorului energetic și oferă o viziune detaliată, etapizată și realistă pentru perioada 2026–2030. Aplicarea acestuia va permite nu doar modernizarea tehnică a sistemului energetic, ci și dezvoltarea unui ecosistem digital incluziv, eficient și rezilient, în deplină aliniere cu obiectivele naționale și europene.

3.2. Opțiunile alternative analizate și motivele pentru care acestea nu au fost luate în considerare

Opțiunea 0 - Status quo (Menținerea situației actuale):

- Respinsă deoarece ar perpetua ineficiențele, ar crește vulnerabilitățile și ar compromite integrarea europeană

Opțiunea 1 - Digitalizare fragmentată per operator:

- Respinsă din cauza riscului de incompatibilitate între sisteme, costuri mai mari și lipsa economiilor de scară.

Opțiunea 2 - Externalizare completă către furnizori privați:

• Respinsă datorită riscurilor de securitate națională și dependență tehnologică externă. <i>Opțiunea 3 - Program comprehensiv coordonat central (SELECTATĂ):</i> • Acceptată ca opțiune optimă asigurând standardizarea, interoperabilitatea, securitatea și eficiența maximă.
4. Analiza impactului de reglementare
4.1. Impactul asupra sectorului public
Programul va aduce schimbări structurale în modul în care instituțiile publice gestionează domeniul energetic, prin modernizarea infrastructurii și crearea unor instrumente digitale integrate. Principalele efecte așteptate sunt: • Modernizarea infrastructurii IT și OT a 80% din infrastructura critică energetică până în 2028, cu integrarea într-un sistem unificat de monitorizare și control, ceea ce va reduce timpul de răspuns la incidente de la 8 ore la sub 1 oră; • Implementarea Registrului Național al Locurilor de Consum (RNLC) și a Platformei Naționale de Management Energetic (PNME), care vor permite colectarea, standardizarea și accesul în timp real la datele privind consumul și pierderile în rețea; • Consolidarea securității cibernetice, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv NIS2), cu asigurarea capacităților de monitorizare 24/7 pentru întreaga infrastructură critică; • Creșterea capacității administrative prin automatizarea proceselor de raportare și planificare, reducerea duplicării datelor și facilitarea schimbului securizat de informații între autorități și operatori.
4.2. Impactul financiar și argumentarea costurilor estimative
Investițiile necesare pentru implementarea Programului sunt substanțiale, dar justificate prin economiile și beneficiile generate, așa cum sunt: • Reducerea pierderilor în rețea (estimate în prezent la 15–20% din energia distribuită), cu economii anuale de circa 300 milioane lei suportate de consumatori; • Optimizarea fluxurilor energetice prin digitalizare, cu economii suplimentare estimate la 150 milioane lei/an; • Reducerea costurilor operaționale cu 20–25% datorită automatizării proceselor și implementării tehnologiilor inteligente; • Acces la finanțare externă prin alinierea la standardele UE și condițiile de eligibilitate ale fondurilor internaționale pentru digitalizarea energetică; • Reducerea costului social al sărăciei energetice, estimat la 1,2 miliarde lei anual, prin îmbunătățirea eficienței și accesului la servicii energetice moderne. În pofida faptului neidentificării la această etapă a surselor de finanțare pentru toate acțiunile din Planul de acțiuni de implementare a Programului, argumentele de bază pentru aprobarea acestor documente de politici fără identificarea, la această etapă, a surselor de finanțare sunt: • Crearea bazei juridice pentru inițierea demersurilor de finanțare. Fără un program aprobat, nu poate fi inițiat procesul formal de atragere a resurselor financiare din surse interne sau externe; • Evitarea blocajelor administrative. Aprobarea timpurie înseamnă că autoritățile și beneficiarii pot începe pregătirile tehnice, instituționale și procedurale, astfel încât implementarea să demareze imediat după asigurarea fondurilor; • Emiterea unui semnal pozitiv pentru partenerii de dezvoltare. Un document oficial adoptat demonstrează angajamentul politic și instituțional al statului pentru necesitatea intervențiilor și acțiunilor prevăzute de Program și de Planul de acțiuni, aspect esențial pentru donatori și creditori internaționali; • Posibilitatea implementării parțiale. Chiar dacă nu se identifică imediat întreaga sumă, anumite componente pot fi finanțate din sursele deja disponibile, obținând rezultate parțiale dar concrete.
4.3. Impactul asupra sectorului privat
Operatorii economici și IMM-urile vor beneficia de infrastructură digitală modernă, servicii personalizate și oportunități de inovare. • Pentru operatorii energetici: implementarea sistemelor SCADA, ERP, CRM, ADMS și platforme moderne de facturare va crește eficiența operațională, va îmbunătăți relația cu clienții și va permite introducerea tarifelor dinamice și a serviciilor de răspuns la cerere.

• Pentru IMM-uri: reducerea costurilor energetice prin optimizarea consumului, posibilitatea participării în comunități energetice și acces la platforme digitale de piață. • Pentru sectorul IT și inovare: crearea unui ecosistem favorabil start-up-urilor și furnizorilor de soluții digitale pentru eficiență energetică.
4.4. Impactul social
Programul va influența direct calitatea vieții populației, reducând decalajele între zonele urbane și rurale și între diferite categorii sociale. 1. Prioritizarea gospodăriilor vulnerabile în implementarea contoarelor inteligente – 100.000 de gospodării vulnerabile vizate până în 2030. 2. Reducerea facturilor prin acces la date în timp real și tarife diferențiate. 3. Programe de alfabetizare digitală și design universal pentru acces egal la servicii, inclusiv pentru persoane în vârstă și cu dizabilități.
4.4.1. Impactul asupra datelor cu caracter personal
Implementarea platformelor și a contoarelor inteligente presupune prelucrarea unui volum mare de date cu caracter personal. • Aplicarea principiilor GDPR și „privacy by design” în toate sistemele informatice. • Introducerea de măsuri de securitate cibernetică avansată (criptarea datelor, autentificare securizată, audit periodic).
4.4.2. Impactul asupra echității și egalității de gen
Programul include măsuri pentru reducerea disparităților de gen în accesul la tehnologie și în ocuparea forței de muncă din domeniu. • Creșterea participării femeilor la formarea competențelor digitale energetice. • Sprijin pentru antreprenoarele din domeniul energetic și pentru gospodăriile monoparentale (32% dintre acestea se află în sărăcie energetică). Aceste măsuri sunt corelate cu angajamentele naționale privind egalitatea de gen și vor fi monitorizate inclusiv în cadrul platformei de guvernare digitală.
4.5. Impactul asupra mediului
Republica Moldova, în tranziția sa către o cale de dezvoltare mai durabilă, beneficiază de suportul Uniunii Europene, care este îndreptat spre: (i) adaptarea la condițiile schimbărilor climatice și minimizarea impactului activității antropice asupra mediului, inclusiv promovarea unei economii verzi; (ii) creșterea autonomiei energetice și a securității prin utilizarea surselor regenerabile de energie, reducând în același timp sărăcia energetică. Programul va contribui la obiectivele de decarbonizare și la tranziția către o economie verde: 1. Integrarea surselor regenerabile – posibilitatea de integrare eficientă a până la 600 MW capacități din surse regenerabile prin rețele inteligente și sisteme de management digital; 2. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin creșterea eficienței energetice și reducerea pierderilor; 3. Optimizarea consumului și reducerea resurselor utilizate pentru producerea energiei. Pe de altă parte, Programului nu se încadrează în categoria documentelor de politici și planificare, prevăzute la art. 3 alin. (1) lit. a) din Legea nr. 11/2017 privind evaluarea strategică de mediu, care stabilesc cadrul pentru aprobarea de dezvoltare a activităților planificate din anexele nr. 1 și nr. 2 la Legea nr. 86/2014 și fac obiectul unei evaluări strategice de mediu obligatorii. La fel, proiectul Programului nu stabilește cadrul pentru punerea în aplicare a oricăror activități planificate pentru care este necesar actul permisiv emis în conformitate cu Legea nr. 160/2011 privind reglementarea activității de întreprinzător și, prin urmare, nu necesită o evaluare strategică de mediu, inclusiv o evaluare a biodiversității.
4.6. Alte impacturi și informații relevante
• Consolidarea securității naționale prin creșterea rezilienței infrastructurii critice la amenințări cibernetice și fizice. • Crearea de locuri de muncă în domeniul tehnologiilor energetice și digitale, inclusiv pentru tineri specializați în IT și energie. • Creșterea atractivității investiționale a Republicii Moldova printr-un sector energetic modern, stabil și competitiv.

5. Compatibilitatea proiectului actului normativ cu legislația UE
5.1. Măsurile normative necesare pentru transpunerea actelor juridice ale UE în legislația națională
Nu este aplicabil.
5.2. Măsurile normative care urmăresc crearea cadrului juridic intern necesar pentru implementarea legislației UE
Proiectul nu transpune și nu prevede transpunerea legislației UE.
6. Avizarea și consultarea publică a proiectului actului normativ
În corespundere cu prevederile Legii nr. 239/2008 privind transparența în procesul decizional, anunțul privind inițierea elaborării proiectului hotărârii Guvernului a fost publicat pe portalul particip.gov.md, proiectul urmând să fie expus pentru consultări publice.
7. Concluziile expertizelor
Proiectul urmează a fi supus expertizei juridice și expertizei anticorupție.
8. Modul de încorporare a actului în cadrul normativ existent
Proiectul hotărârii de Guvern se încorporează în sistemul actelor normative fără a aduce atingere altor prevederi.
9. Măsurile necesare pentru implementarea prevederilor proiectului actului normativ
Implementarea eficientă a Programului de transformare digitală a domeniului energetic pentru anii 2026–2030 presupune un set coerent de măsuri legislative, instituționale, tehnice, financiare și de formare, care să asigure atingerea obiectivelor stabilite și respectarea termenelor prevăzute. 9.1. Măsurile legislative și de reglementare Pentru punerea în aplicare a prevederilor proiectului de act normativ este necesară adaptarea cadrului juridic național la cerințele Programului și la standardele europene: • Elaborarea și aprobarea actelor normative subsecvente care să detalieze procedurile de implementare a Registrului Național al Locurilor de Consum (RNLC) și a Platformei Naționale de Management Energetic (PNME), inclusiv concepțiile tehnice și regulamentele de ținere a acestor registre, cerințele funcționale și non-funcționale, precum și cele de interoperabilitate și securitate cibernetică; • Transpunerea în legislația națională a cerințelor Directivei NIS2 și ale Codului de rețea UE privind securitatea cibernetică a fluxurilor transfrontaliere de energie electrică; • Stabilirea prin reglementări ANRE a cerințelor tehnice pentru instalarea și certificarea contoarelor inteligente, concentratoarelor și sistemelor HES/MDM, precum și a cerințelor de reciclare a deșeurilor de echipamente electrice și electronice (conform HG nr. 212/2018); • Introducerea de norme obligatorii privind accesibilitatea serviciilor digitale energetice pentru persoane cu dizabilități și vârstnici, în spiritul principiului „Nimeni să nu fie lăsat în urmă” (LNOB). 9.2. Măsurile instituționale și de coordonare Pentru asigurarea unui cadru de implementare eficient este necesară consolidarea și coordonarea instituțională: • Fortificarea capacităților Ministerului Energiei în calitate de coordonator principal al Programului, având responsabilități strategice, cu funcții de monitorizare, detecție și răspuns la incidente 24/7; • Înființarea grupurilor de lucru tehnice interinstituționale pentru implementarea fiecărui obiectiv specific (ex. infrastructură digitală, securitate cibernetică, rețele inteligente, eficiență energetică); • Consolidarea capacităților Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică (ANRE) pentru supravegherea conformității tehnice și operaționale a sistemelor digitale implementate. 9.3. Măsurile tehnice și operaționale Implementarea Programului necesită realizarea unor investiții și acțiuni tehnice coordonate: • Modernizarea infrastructurii IT și OT a operatorilor de transport și distribuție pentru integrarea în sistemele SCADA, ERP, CRM, ADMS și platforme de facturare modernă; • Instalarea a 500.000 de contoare inteligente și integrarea acestora în platformele HES și MDM, cu prioritate pentru gospodăriile vulnerabile (100.000 unități până în 2030); • Dezvoltarea și implementarea PNME cu toate modulele funcționale, interoperabile cu sistemele operatorilor și cu platformele guvernamentale de date; • Automatizarea a 90% din procesele operaționale critice până în 2028, inclusiv prin implementarea sistemelor avansate de gestionare a distribuției (ADMS).

9.4. Măsuri financiare

Pentru finanțarea măsurilor, se vor utiliza surse multiple, conform prevederilor legale:

- Accesarea fondurilor europene nerambursabile (ex. Mecanismul pentru Interconectarea Europei – CEF, programe Horizon Europe, fonduri pentru digitalizare și tranziție verde);
- Cofinanțare din partea partenerilor de dezvoltare (ex. PNUD, Guvernul Italiei, Comisia Europeană);
- Stimularea investițiilor private în tehnologii digitale energetice, inclusiv prin facilități fiscale și scheme de sprijin.

9.5. Măsuri de formare și dezvoltare a competențelor

Succesul implementării depinde și de dezvoltarea capitalului uman:

- Programe de formare profesională pentru personalul din sectorul energetic, axate pe competențe digitale, management al datelor și securitate cibernetică;
- Parteneriate cu instituțiile de învățământ și centrele de cercetare pentru crearea de programe specializate în domeniul rețelelor inteligente și eficienței energetice;
- Inițiative de alfabetizare digitală pentru consumatori, cu accent pe grupurile vulnerabile, pentru a asigura utilizarea efectivă a serviciilor digitale energetice.

9.6. Măsuri de monitorizare și evaluare

Pentru urmărirea progresului și ajustarea acțiunilor:

- Elaborarea și aplicarea unui set de indicatori de performanță (conform tabelului din OS 1.1–1.3 din Program) pentru a evalua gradul de implementare;
- Raportarea anuală a progresului de către operatori către Ministerul Energiei și prezentarea raportului general către Guvern până la 1 aprilie;
- Evaluări intermediare și finale ale Programului, cu posibilitatea ajustării măsurilor în funcție de rezultate și de evoluția tehnologică.

Secretară de Stat

/semnat electronic/

Cristina PERETEATCU

SINTEZA
la proiectul Hotărârii Guvernului cu privire la aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030

Participantul la avizare, consultare publică, expertizare	Nr. crt.	Conținutul obiecției, propunerii, recomandării, concluziei	Argumentarea autorului proiectului
Avizare și consultare publică			
Ministerul Finanțelor <i>Scrisoarea nr. 05-17/187 din 15.08.2025</i>	La proiectul Programului		
	1.	Deși, în scrisoarea de însoțire se menționează că prevederile proiectului nu necesită cheltuieli de la bugetul de stat, iar în Nota de fundamentare la Capitolul 4.2 lipsesc informațiile referitor la costul/sursa de finanțare a măsurilor, în Anexa nr.2 din proiectul de hotărâre „Plan de acțiuni pentru implementarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030” sunt incluse o serie de acțiuni care vor fi inițiate pe viitor din sursele bugetului de stat (resurse generale sau ale donatorilor externi), cum ar fi: - Dezvoltarea și implementarea Registrului Național al Locurilor de Consum (RNLC); - Implementarea Sistemului Informațional SINEE (Sistem Național de Evidență Energetică a Eficienței); - Elaborarea studiului de fezabilitate pentru sistemul ADMS; - Înființarea CSSCE și recrutarea personalului specializat; - Implementarea unui sistem avansat de management energetic (EMS) cu optimizare asistată de AI; Totodată, conform Capitolului VII, costul total al programului constituie circa 1807,8 mil.lei, din care 1560,0 mil.lei, sau 86,3 la sută, constituie costuri neacoperite, ceea ce este un factor negativ în contextul aprobării programului. <i>Aprobarea unui Program fără surse sigure de finanțare, atrage după sine riscuri neimplementării acestuia în termenii stabiliți.</i>	Formula „Aprobarea unui Program fără surse sigure de finanțare comportă riscul neimplementării acestuia în termenii stabiliți” este una mult prea categorică și poate fi percepută ca rigidă. În susținerea acestei observații, conturăm mai multe argumente care necesită a fi luate în considerare: 1. <i>Programele strategice se aprobă înaintea detaliilor bugetare.</i> În practica națională și internațională, aprobarea documentelor strategice precedă, adesea, identificarea integrală a surselor de finanțare, acestea fiind clarificate ulterior prin acte normative subsecvente, planuri anuale de acțiuni sau acorduri de finanțare. 2. <i>Flexibilitate în atragerea finanțării.</i> Aprobarea programului creează baza legală și instituțională pentru negocierea și atragerea de resurse <u>din surse externe</u> (donatori, parteneri internaționali), care altfel nu ar putea fi angajate fără un document oficial aprobat. Respectiv, aprobarea Programului este o condiție pentru deblocarea finanțărilor, atât din punct de vedere juridic, cât mai ales, un semnal ferm de angajare politică a statului pentru partenerii de dezvoltare, care ar fi gata să aloce fondurile necesare implementării. Odată în plus, clarificarea costurilor pentru fiecare acțiune este un avantaj, la această etapă, în special pentru negocierea cu posibili finanțatori și pentru atragerea sumelor necesare în acest sens. Mai mult ca atât, în prezent, Ministerul Energiei deja se află în comunicare cu anumiți parteneri de dezvoltare în Vedere identificării surselor necesare pentru ulterioara implementare a acțiunilor

		prevăzute. Astfel, întrucât acordurilor de finanțare, la această etapă, sunt în curs de discuții și negocieri, nu pot fi indicate în mod oficial. . 3. <i>Îndeplinirea angajamentelor internaționale ale Republicii Moldova.</i> Programul derivă din mai multe strategii, după cum a fost reflectat chiar la începutul acestuia, care, la rândul lor, reies din documente încheiate de Republica Moldova cu Uniunea Europeană. Prin urmare, intervențiile propuse prin Program și prin Planul de acțiuni pentru implementarea acestuia reies. Inclusiv, din obligații internaționale ale statului. Amânarea aprobării Programului și a Planului de acțiuni până la identificarea surselor financiare ar putea încălca termenele asumate la nivel de stat și afecta credibilitatea acestuia. 4. <i>Planificare pe termen lung.</i> Chiar dacă finanțarea completă nu este disponibilă imediat, aprobarea permite planificarea etapizată a acțiunilor, cu posibilitatea ajustării ritmului de implementare în funcție de fondurile disponibile. 5. <i>Posibilitatea mobilizării resurselor interne.</i> Adoptarea programului poate motiva, eventual realocarea fondurilor interne sau, după caz, instituirea unor mecanisme speciale de cofinanțare.
2.	La Secțiunea 8.3 Riscuri financiare, punctul 80, urmează de exclus expresia „constrângeri financiare la nivel național” dat fiind faptul, că conform prevederilor bugetare mijloacele financiare se planifică conform Legii finanțelor publice și responsabilității bugetar fiscal nr. 181/2014, iar în ultimii ani bugetari bugetul de stat și-a asumat executarea integrală a alocațiilor planificate.	Se acceptă.
3.	De asemenea, din acest punct urmează de exclus și propoziția „diversificarea surselor de finanțare: 40% buget național, 40% fonduri UE, 20% PPP”, dat fiind faptul că conform art. 17 al Legii finanțelor publice și responsabilității bugetar-fiscal nr. 181/2014 se interzice stabilirea prin alte acte normative decât legea/decizia bugetară anuală a unor sume sau cote procentuale din buget sau din produsul intern brut destinate anumitor domenii, sectoare sau programe. Din aceeași cauză, se va exclude și prevederea referitor la „constituirea unui fond de	Se acceptă.

	contingență la 10-15 la sută, conform bunelor practici în proiecte IT critice”.	
4.	Respectiv, Ministerul Finanțelor se va exclude din instituția responsabilă, dat fiind faptul că, gestionarea mijloacelor financiare în domeniul energiei revine autorității publice centrale de ramură.	Se acceptă.
5.	La Secțiunea 8.12, indicatorul RF1 urmează de exclus prima măsură „diversificare: 40% național, 40% UE, 20% PPP” precum și „Ministerul Finanțelor” din instituții responsabile. La riscul „RS2” nu este clar noțiunea de „fond de compensare”, dat fiind faptul că în bugetul de stat nu există astfel de măsură. În caz că se presupune crearea unui fond analogic cu „fondul de reducere a vulnerabilității energetice” autoritatea responsabilă urmează a fi instituită Ministerul Muncii și Protecției Sociale, iar „Ministerul Finanțelor” de exclus.	Se acceptă.
6.	La Capitolul IX urmează de exclus „Ministerul Finanțelor” din Comitetul de coordonare.	Se acceptă.
7.	Referitor la punctul 100, atenționăm asupra faptului că considerăm inefficient crearea Unităților noi de implementare pentru programul în cauză, atât timp cât activitățile din program urmează a fi implementate de către angajații Ministerului Energiei în comun cu instituțiile/unitățile deja existente în subordine. În situația când 86,3 la sută din costul Programului este neacoperit, alocarea pentru cheltuielile operaționale ale UIP a sumei de 5,6 mil. lei anual este irațional și eficient. Argumentul faptului că fiecare program urmează să fie gestionat de către UIP dedicate nu sunt relevante. Din analiza privind valorificarea surselor partenerilor de dezvoltare aprobate anual în bugetul Ministerului Energiei se constată că crearea unităților nu creează premise pentru implementarea cu succes a programelor, iar nivelul de valorificare a mijloacelor este foarte mic. Astfel, considerăm excluderea acestor prevederi din proiectul programului.	Se acceptă.

8.	Referitor la punctul 101, nu este clară necesitatea instituirii grupurilor tehnice de lucru, din care GTL4 este responsabil Ministerul Finanțelor, nefiind clare responsabilitățile și sarcinile acestuia. Or, implicațiile fiecărei autoritate publice centrală urmează să reiasă din prevederile actelor normative în domeniu. În bugetar, este Legea finanțelor publice și responsabilității bugetar-fiscal nr. 181/2014. În acest context, punctele 101 și 107 se insistă a fi excluse.	Se acceptă.
La Nota de fundamentare		
9.	Pct. 4.2. „Impactul financiar și argumentarea costurilor estimative”, reieșind din prevederile art.30 din Legea nr.100/2017 cu privire la actele normative, urmează a fi completată cu toate costurile necesare pentru punerea în aplicare a prevederilor proiectului, însoțite de calcule argumentate divizate pe ani, precum și indicată sursa de finanțare a cheltuielilor respective.	Se acceptă necesitatea reflectării <i>tuturor costurilor de punere în aplicare a prevederilor Programului, cu divizare pe ani</i>. Acest lucru, însă, este deja reflectat în Capitolul VII din Program și în Planul de acțiuni pentru implementarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2025-2030. Acesta conține deja o prezentare detaliată, pe ani, a tuturor costurilor fiecărei acțiuni propuse pentru implementarea Programului. Astfel, că reproducerea integrală a acestor date în Nota de fundamentare ar constitui o duplicare inutilă a informațiilor, fără a aduce un plus de claritate, or, documentul de referință – Planul de acțiuni este parte integrantă a setului de acte care fundamentează proiectul. În partea referitoare la sursa de finanțare – argumentele au fost relevate la propunerea 1 din Sinteza. Suplimentar, menționăm că, în contextul clarificărilor sus-prezentate, Ministerul Energiei intenționează și depune deja diligența necesară pentru a asigura ca toate costurile de implementare a Programului să fie acoperite din surse de asistență externă și investiții private. În consecință, Ministerul Energiei va asigura coordonarea implementării Programului, fără a solicita alocări bugetare pentru implementarea acestuia.
La proiectul hotărârii		

	10.	Din lista contrasemnatarilor se propune de exclus ministrul finanțelor, întrucât, potrivit art. 36 alin. 2 al Legii nr. 136/2017 cu privire la Guvern, hotărârile se contrasemnează de miniștrii care au obligația punerii în aplicare a acestora și/sau care sunt responsabili de domeniile de activitate care intră parțial sau integral în obiectul de reglementare al actului contrasemnat.	Se acceptă.
Ministerul Mediului Scrisoarea nr. 04-07/2352 din 19.08.2025	11.	Ministerul Mediului, urmare a examinării solicitării Ministerului Energiei privind evaluarea strategică de mediu, evaluarea calității și conformității pentru proiectul <i>Programului de implementare a transformării digitale în sectorul energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030</i>, în conformitate cu Legea nr. 11/2017 privind evaluarea strategică de mediu, comunică următoarele. Proiectul <i>Programului de implementare a transformării digitale în sectorul energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030</i> nu se încadrează în categoria documentelor de politici și planificare prevăzute la art. 3 alin. (1) lit. a) din Legea nr. 11/2017 privind evaluarea strategică de mediu, care stabilesc cadrul pentru aprobarea de dezvoltare a activităților planificate din anexele nr. 1 și nr. 2 la Legea nr. 86/2014 și fac obiectul unei evaluări strategice de mediu obligatorii. La fel, proiectul Programului examinat nu stabilește cadrul pentru punerea în aplicare a oricăror activități planificate pentru care este necesar actul permisiv emis în conformitate cu Legea nr. 160/2011 privind reglementarea activității de întreprinzător și, prin urmare, nu necesită o evaluare strategică de mediu, inclusiv o evaluare a biodiversității.	Se acceptă.
Cancelaria de Stat Scrisoarea nr. 21/1-113-9136 din 26.08.2025	12.	Pentru a asigura o implementare corespunzătoare, recomandăm, conform prevederilor pct. 5 din Regulament, ca Programul să respecte principiile corespunzătoare elaborării documentelor de politici publice, cum ar fi: respectarea drepturilor omului și libertăților fundamentale; asigurarea incluziunii sociale și egalității de gen; asigurarea durabilității și sustenabilității; asigurarea transparenței, publicității,	Se acceptă Programul a fost completat cu prevederi specifice în acest sens. Suplimentar, principiile indicate sunt deja avute în vedere în conținutul Programului, prin măsuri concrete prevăzute în Program, ceea ce le conferă un caracter valoros din punct de vedere aplicativ și eficient. În acest sens, a se vedea Secțiunea 2.4, care analizează impactul asupra gospodăriilor vulnerabile, femeilor, persoanelor cu dizabilități și

	trasabilității și accesibilității; asigurarea integrității și prevenirii corupției; asigurarea securității și siguranței.	IMM-urilor, prevăzând măsuri dedicate acestor categorii. Durabilitatea este prevăzută prin obiectivele 3.1 și 3.2; transparența și integritatea sunt asigurate prin indicatorii și mecanismele de raportare din Capitolul V; iar securitatea și siguranța sunt garantate prin Obiectivul special 2.1 privind Centrul Sectorial de Securitate Cibernetică.
13.	Deși au fost menționate în <i>Capitolul I INTRODUCERE</i> părțile implicate în procesul de elaborare a documentului, lipsește informația privind înființarea grupurilor de lucru sau platformele folosite în procesul de elaborare. Astfel, capitolul dat urmează a fi completat cu un paragraf care va menționa platformele de conlucrare cu părțile interesate, promovând principiul „a nu lăsa pe nimeni în urmă” (LNOB).	Se acceptă. Capitolul I – <i>Introducere</i> a fost completat cu un punct – pct. 13 – în care sunt menționate: • <i>Grupurile de lucru</i> constituite la nivelul Ministerului Energiei și implicarea experților din instituțiile relevante; • <i>Platformele de conlucrare</i> utilizate (ședințe interinstituționale, ateliere tematice); • <i>Participarea părților interesate</i>, autorități, operatori economici, organizații neguvernamentale și parteneri internaționali; • Angajamentul de a respecta principiul „a nu lăsa pe nimeni în urmă” (LNOB), prin asigurarea transparenței și a unei consultări incluzive în procesul de elaborare și implementare.
14.	Se recomandă ca beneficiarii direcți și indirecti ai Programului să fie indicați în mod expres, cu aplicarea unei dezagregări corespunzătoare criteriilor disponibile. Această abordare va permite o prezentare clară a grupurilor-țintă și va facilita atât procesul de monitorizare a implementării Programului, cât și evaluarea impactului acestuia asupra diferitelor categorii de beneficiari. În acest sens, <i>Capitolul II „Analiza situației”</i> va fi completat cu o secțiune distinctă, care să includă, într-o formă succintă, grupurile de beneficiari direcți și indirecti, conform dezagregărilor disponibile.	Se acceptă. A se vedea Secțiunea a 6-a din capitolul II al Programului.
15.	Pentru a asigura concordanța cu structura coerentă a unui obiectiv specific, este necesară revizuirea obiectivelor specifice, mai exact OS 1.2, 2.1, 3.1 și 3.2. Formularea obiectivelor specifice prezintă rezultatele finale pe care autoritatea publică dorește să le obțină, dar nu descrie acțiunile necesare pentru realizarea acestora. Astfel, propunem	Se acceptă. Amendamentele au fost efectuate.

	următoarele reformulări pentru obiectivele menționate: a. 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” se propune spre reformulare în ”Până la sfârșitul anului 2030, cel puțin 40% din consumatorii casnici vor beneficia de contoare inteligente, cu accent pe zonele urbane și gospodăriile vulnerabile”; b. 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” se propune spre reformulare în „Până la sfârșitul anului 2026, se va asigura monitorizarea 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin intermediul Centrului Sectorial de Securitate Cibernetică în Energie (CSSCE/SOC)”; c. 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” se propune spre reformulare în „Până la sfârșitul anului 2030, capacitatea de integrare a surselor regenerabile va atinge 600 MW, susținută de un nivel avansat de digitalizare a rețelelor energetice”; d. 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” se propune spre reformulare în „Până la sfârșitul anului 2030, consumul de energie în orele de vârf va fi redus cu cel puțin 20%, în contextul digitalizării managementului cererii.”.	
16.	Pentru asigurarea coerenței și clarității documentului, se recomandă evitarea informațiilor redundante care se regăsesc în mai multe capitole. În special, Capitolul V. Indicatori de	Se acceptă. Modificarea a fost realizată.

	<i>monitorizare</i>, conține indicatori aferenți obiectivelor specifice, care sunt deja prezentați în <i>Capitolul IV. Obiective specifice</i>. Această suprapunere va genera confuzii și poate crea dificultăți în procesul de monitorizare. Prin urmare, se propune revizuirea structurii documentului prin comasarea tabelelor cu indicatorii obiectivelor specifice în <i>Capitolul IV</i> și excluderea lor din <i>Capitolul V</i>. Totodată, tabelul indicatorilor obiectivelor generale urmează a fi inclus în <i>Capitolul III. Obiective generale</i>, astfel, prezentând clar ș. unitar informația.	În partea ce se referă la tabelele cu indicatorii de performanță – aceste tabele vizează indicatori de performanță pentru obiectivele specifice aferente obiectivelor generale. Astfel, acești indicatori, însă, nu sunt indicatori pentru obiectivele generale.
17.	În vederea asigurării unei prezentări clare și complete a resurselor financiare necesare implementării Programului, se recomandă revizuirea <i>Capitolului VII. Costuri</i>, ținând cont de următoarele aspecte: - <i>Tabelul nr. 29</i>, care prezintă costurile estimate dezagregate, urmează a fi completat cu rubrica Sursa de finanțare, în care să fie indicate explicit sursele aferente. Această completare va permite consolidarea informațiilor și o mai bună înțelegere a cadrului financiar. - de asemenea, în <i>Secțiunea 7.2. Detalierea costurilor pe obiective specifice</i> se regăsește o dublare a datelor deja prezentate în <i>Tabelul nr. 29</i>. Pentru optimizarea structurii documentului, se recomandă ca informațiile unice din această secțiune, precum sursa de finanțare, să fie integrate direct în tabel, datele descriptive să fie expuse în formă scurtă și clară, iar elementele repetitive să fie eliminate.	Se acceptă parțial. I. În partea se referă la modificarea propus pentru Tabelul 29, aceasta nu poate fi realizată la această etapă, raționamentele fiind expuse și la prima propunere a Ministerului Finanțelor (mai sus, în prezenta Sinteză). Astfel, conturăm repetat următoarele argumente care necesită a fi luate în considerare: 1. Programele strategice se aprobă înaintea detaliilor bugetare. În practica națională și internațională, aprobarea documentelor strategice este, în general, o etapă precedentă etapei de identificare a integrală a surselor de finanțare, acestea din urmă fiind clarificate ulterior prin acte normative subsecvente, planuri anuale de acțiuni sau acorduri de finanțare. 2. Flexibilitate în atragerea finanțării. Aprobarea programului creează baza legală și instituțională pentru negocierea și atragerea de resurse din surse externe (donatori, parteneri internaționali), care altfel nu ar putea fi angajate fără un document oficial aprobat. Respectiv, aprobarea Programului este o condiție pentru deblocarea finanțărilor, atât din punct de vedere juridic, cât mai ales, un semnal ferm de angajare politică a statului pentru partenerii de dezvoltare, care ar fi gata să aloce fondurile necesare implementării. Odată în plus, clarificarea costurilor pentru fiecare acțiune este un avantaj, la această etapă, în special pentru negocierea cu posibili finanțatori și pentru atragerea sumelor necesare în acest sens. Mai mult ca atât, în prezent, Ministerul Energiei deja se află în comunicare cu anumiți parteneri de dezvoltare în Vedere identificării

		surselor necesare pentru ulterioara implementare a acțiunilor prevăzute. Astfel, întrucât acordurilor de finanțare, la această etapă, sunt în curs de discuții și negocieri, nu pot fi indicate în mod oficial. . 3.Îndeplinirea angajamentelor internaționale ale Republicii Moldova. Programul derivă din mai multe strategii, după cum a fost reflectat chiar la începutul acestuia, care, la rândul lor, reies din documente încheiate de Republica Moldova cu Uniunea Europeană. Prin urmare, intervențiile propuse prin Program și prin Planul de acțiuni pentru implementarea acestuia reies. Inclusiv, din obligații internaționale ale statului. Amânarea aprobării Programului și a Planului de acțiuni până la identificarea surselor financiare ar putea încălca termenele asumate la nivel de stat și afecta credibilitatea acestuia. 4.Planificare pe termen lung. Chiar dacă finanțarea completă nu este disponibilă imediat, aprobarea permite planificarea etapizată a acțiunilor, cu posibilitatea ajustării ritmului de implementare în funcție de fondurile disponibile. 5.Posibilitatea mobilizării resurselor interne. Adoptarea programului poate motiva, eventual realocarea fondurilor interne sau, după caz, instituirea unor mecanisme speciale de cofinanțare. II. cu privire la propunerea de integrare a informațiilor unice direct în tabel – așa precum este „sursa de finanțare” – am relevat supra, argumentele pentru care, aceasta nu este posibil de realizat actualmente. În partea ce se referă la celelalte informații – acestea au fost verificate și integrate uniform, fără repetiții narative.
18.	Conform datelor prezentate în <i>Capitolul VII. Costuri</i> , se constată că 86,3% din bugetul estimat rămâne neacoperit, ceea ce generează un risc major privind realizarea acțiunilor prevăzute în Program. Pentru diminuarea acestui risc, se recomandă identificarea și confirmarea surselor de finanțare într-un regim prioritar, astfel încât documentul final să fie însoțit de o proiecție financiară realistă și sustenabilă.	Se acceptă conceptual. Observația este pertinentă. Totodată, atragem atenția asupra faptului că, în cazul programelor de transformare digitală de amploare, practica internațională arată că o parte semnificativă a resurselor se confirmă etapizat, în paralel cu avansarea implementării și mobilizarea de finanțări externe (granturi, împrumuturi, mecanisme europene). Ministerul își asumă demersuri pentru identificarea și validarea surselor de finanțare, inclusiv prin mobilizarea resurselor externe și colaborarea cu Ministerul Finanțelor. Programul va fi ajustat printr-o

		proiecție financiară etapizată, corelată cu planul de implementare, astfel încât să fie asigurată o abordare realistă și sustenabilă. Totuși, având în vedere că amendarea presupune intervenții esențiale, cât și luând în considerare termenele administrative rigide, modificările se vor realiza concomitent cu analiza și implementarea altor recomandări și propuneri ce vor fi recepționate la proiect.
19.	Pentru a asigura conformitatea documentului cu cerințele unui document de politici publice stabilite prin Regulament, este necesară o structurare riguroasă și coerentă a indicatorilor. Analiza efectuată a evidențiat că unii dintre indicatorii existenți nu corespund integral prevederilor Regulamentului, fiind formulați într-o manieră generală sau ambiguă (ex.: „Interoperabilitate”, „Reducerea pierderilor în rețele”, „Conformitate cu standardele europene”). Indicatorii trebuie formulați clar, precis și măsurabil, în concordanță cu bunele practici, precum: „Ponderea gospodăriilor cu acces la energie sigură și fiabilă (%)” sau „Gradul de reducere a pierderilor în rețelele electrice (%)”. De asemenea, în document au fost incluși mai mulți indicatori care nu sunt specifici unui document de politici publice, cum ar fi indicatori transversali, indicatori de ocupare sau indicatori specifici. În acest context, se recomandă revizuirea integrală a setului de indicatori, cu încadrarea lor exclusiv în categoriile prevăzute de Regulament: indicatori de rezultat, indicatori de produs, indicatori de resurse și indicatori de impact. Indicatorii care nu corespund acestor criterii urmează a fi reformulați conform tipurilor de indicatori corespunzători, sau excluși. În plus, pentru a evita redundanța și pentru a menține coerența documentului, indicatorii vor fi prezentați strict în <i>Capitolul V. Indicatori de monitorizare</i>, cu excepția indicatorilor aferenți <i>Planului de acțiuni</i> și celor incluși în <i>Capitolele III și IV</i>.	Se acceptă. Modificările au fost realizate, indicatorii fiind regrupați și clasificați în corespundere cu legislația cu privire la planificarea strategică (Hotărârea Guvernului nr. 386/220).
20.	În vederea asigurării coerenței documentului și evitarea informației redundante, informația privind riscurile de implementare regăsită în <i>Capitolul VII. IMPACT</i>, va fi încadrată în <i>Capitolul VIII. RISCURI DE IMPLEMENTARE</i>,	Se acceptă

	unde vor fi prezentate riscurile de implementare a Programului și măsuri de diminuare a acestora.	
21.	Pentru menținerea unei structuri unitare și clar organizate, <i>Capitolul VIII. Riscuri de implementare</i> necesită revizuire, întrucât informația este prezentată concomitent în format textual și tabelar, ceea ce generează o redundanță. Pentru a asigura o prezentare concisă și ușor de parcurs, riscurile de implementare vor fi prezentate exclusiv în formă tabelară. Această abordare va contribui la eliminarea suprapunerilor, la creșterea coerenței capitolului și la optimizarea clarității generale a documentului.	Se acceptă.
22.	În ceea ce privește mecanismul de monitorizare și raportare, este necesară ajustarea datei- limită de prezentare a raportului anual privind implementarea documentului. În prezent, <i>Tabelul nr. 48</i> stabilește termenul de 31 martie, însă acest aspect nu corespunde prevederilor pct. 79 din Regulament. Conform acestuia, progresul anual în implementarea documentelor de planificare se raportează prin intermediul sistemului informatic de monitorizare până la data de 25 februarie a fiecărui an. Prin urmare, termenul existent în document urmează a fi corectat în vederea alinierii la cadrul normativ aplicabil.	Se acceptă.
23.	Totodată, <i>Capitolul X PROCEDURI DE MONITORIZARE, EVALUARE ȘI RAPORTARE</i> , urmează a fi revizuit în vederea consolidării conținutului și a structurării informației într-un mod clar și coerent. Revizuirea va viza eliminarea elementelor redundante și prezentarea informațiilor într-o formă unitară, care să asigure o înțelegere consecventă a proceselor descrise.	Se acceptă.
24.	Partea operațională a Programului reprezintă un element esențial, întrucât reflectă acțiunile concrete de implementare a documentului. Pentru a asigura o structurare clară și o planificare riguroasă, este necesară revizuirea planului de acțiuni, cu accent pe completarea rubricii „Autorități/Instituții responsabile/Parteneri la realizarea	Se acceptă. Rubrica „Autorități responsabile” a fost revizuită, cu păstrarea, însă a operatorilor, deoarece măsurile nu pot fi realizate fără implicarea acestora din urmă. corespunde cadrului stabilit de Program, întrucât indicarea acestor subiecți este dictată în mod direct de natura și conținutul măsurilor incluse.

	acțiunilor” cu informații integrale și precise. Menționarea unor termeni generici, precum „Operatori”, „Consumatori” sau „Prosumatori”, poate genera confuzii și lipsă de claritate. Prin urmare, trebuie specificate explicit instituțiile sau entitățile responsabile pentru fiecare acțiune propusă, astfel încât la etapa de implementare să fie evitată apariția unor situații în care responsabilitatea și obligația de raportare privind gradul de realizare a acțiunilor nu sunt clar definite.	Menționarea instituțiilor în forma prevăzută de Program asigură consecvența cu documentele de politici deja aprobate și permite păstrarea coerenței logice între obiective, măsuri și responsabilități. Totodată, pentru a garanta previzibilitatea și executarea efectivă a acțiunilor, lista subiecților responsabili a fost revizuită în spiritul recomandărilor formulate, astfel încât să se evite orice ambiguitate și să fie clar definite obligațiile de implementare și raportare. Această abordare oferă atât rigoare metodologică la nivelul Programului, cât și flexibilitate necesară pentru integrarea avizelor și observațiilor autorităților implicate.
	Totodată, rubrica <i>Sursa de finanțare</i> urmează să fie completată mai detaliat și concret, în cazul dat, se va indica expres partenerii de dezvoltare identificați.	Nu se acceptă. Suplimentar celor relevate mai sus, cu referire la propunerea 17, menționăm și faptul că, imposibilitatea detalierii este determinată și de faptul că, orizontul Programului este de patru ani și urmează a fi implementat abia începând cu 2026, ceea ce face imposibilă identificarea la acest moment a tuturor surselor și partenerilor de dezvoltare implicați. În plus, sursele de finanțare pot suferi ajustări în funcție de alocările bugetare anuale, prioritățile de politici și disponibilitatea sprijinului extern, iar o precizare prematură ar risca să inducă informații inexacte sau depășite. Detalierea concretă a surselor și partenerilor va fi realizată la etapa de implementare, în corelare cu procesul de planificare bugetară și cu acordurile de cooperare efectiv validate.
25.	Ținând cont de complexitatea domeniului abordat, se recomandă completarea proiectului Programului cu o listă de abrevieri, care să asigure explicarea integrală a termenilor utilizați. Această adiție va contribui la uniformizarea prezentării, va permite interpretarea corectă a informațiilor și va reduce riscul apariției unor confuzii în procesul de analiză și implementare a documentului.	Se acceptă.
26.	Pentru a asigura o coerență și o structură clară, în concordanță cu standardele unui document de politici publice, se impune ajustarea anumitor aspecte de redactare. Aceste ajustări vizează eliminarea spațiilor goale redundante, reducerea utilizării	Se acceptă. Programul a fost adus în concordanță cu prevederile art. 49 și 54 din Legea nr. 100/2017 cu privire la actele normative.

	excesive a listărilor (atât prin bulletpoints, cât și prin enumerație) și standardizarea modului de indicare a trimestrului în forma T1, T2, T3, T4, în locul abrevierilor Q1, Q2, Q3, pentru a menține unitatea și lizibilitatea documentului. Totodată, tabelele inserate în document nu conțin titlul, astfel este necesară completarea fiecărui tabel cu titlul respectiv.	
27	La etapa de elaborare a documentului, Ministerul Energiei urmează să se asigure că a fost realizată procedura de transmitere și recepționare a evaluării strategice de mediu, prin depunerea documentației corespunzătoare Ministerului Mediului, în conformitate cu prevederile Legii nr. 11/2017 privind evaluarea strategică de mediu.	Nu se acceptă. În conformitate cu <i>avizul Ministerului Mediului (scrisoarea nr. 04-07/2352 din 19.08.2025)</i> – a se vedea mai sus, în prezenta Sinteză – Proiectul <i>Programului de implementare a transformării digitale în sectorul energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030</i> nu se încadrează în categoria documentelor de politici și planificare prevăzute la art. 3 alin. (1) lit. a) din Legea nr. 11/2017 privind evaluarea strategică de mediu, care stabilesc cadrul pentru aprobarea de dezvoltare a activităților planificate din anexele nr. 1 și nr. 2 la Legea nr. 86/2014 și fac obiectul unei evaluări strategice de mediu obligatorii. La fel, proiectul Programului examinat nu stabilește cadrul pentru punerea în aplicare a oricăror activități planificate pentru care este necesar actul permisiv emis în conformitate cu Legea nr. 160/2011 privind reglementarea activității de întreprinzător și, prin urmare, nu necesită o evaluare strategică de mediu, inclusiv o evaluare a biodiversității (a se vedea mai sus, în prezentul tabel).
Expertizare		



Nr. 02-2362 din 05 septembrie 2025

Cancelaria de Stat
e-mail: cancelaria@gov.md

CERERE

privind înregistrarea de către Cancelaria de Stat a proiectului Hotărârii Guvernului privind aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030

Nr. crt.	Criterii de înregistrare	Nota autorului
1.	Categoria și denumirea proiectului	Proiectul Hotărârii Guvernului privind aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030.
2.	Autoritatea care a elaborat proiectul	Ministerul Energiei
3.	Justificarea depunerii cererii	Actul normativ care reglementează direct necesitatea elaborării Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 este Hotărârea Guvernului nr. 650/2023 cu privire la aprobarea Strategiei de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030. Una dintre direcțiile prioritare ale acestei Strategii este transformarea rețelei electrice naționale într-o rețea inteligentă (acoperită de Obiectivul general nr. 3 „Crearea unei economii digitale inovatoare și reziliente”). În consecință, se urmărește, printre altele, optimizarea comportamentului consumatorilor de energie în sensul sporirii performanței energetice, cât și a ameliorării randamentului energetic. Elaborarea Programului este necesară inclusiv pentru planificarea implementării de instrumente digitale destinate asigurării securității cibernetice atât pentru sisteme existente, cât și pentru cele care vor fi dezvoltate.
4.	Referința la documentul de planificare care prevede elaborarea proiectului (PNA, PND, PNR, alte documente de planificare sectoriale)	Nu a fost planificat
5.	Lista autorităților și instituțiilor a căror avizare/expertizare este necesară	1. Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării; 2. Ministerul Finanțelor; 3. Ministerul Mediului 4. Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică; 5. Agenția pentru Securitatea Cibernetică 6. Agenția Națională pentru Reglementare în comunicații Electronice și Tehnologia Informației a Republicii Moldova

6.	Termenul-limită pentru depunerea avizelor/expertizelor	5 zile lucrătoare.
7.	Persoana responsabilă de promovarea proiectului	Sveatoslav Mihalache Şef direcție, abilitarea consumatorilor, analiză, modelări, prognoze, inovare şi securitate cibernetică. e-mail: sveatoslav.mihalache@energie.gov.md
8.	Anexe	- Proiectul Hotărârii Guvernului; - Nota de fundamentare;

Secretar general al ministerului

Andrei GRÎŢCO

Ex: Diana TRIFAN, e-mail: diana.trifan@energie.gov.md