



GUVERNUL REPUBLICII MOLDOVA

HOTĂRÂRE nr. _____

din _____ 2025

Chișinău

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 pentru realizarea obiectivelor prevăzute în Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030, 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, conform Planului de acțiuni al Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030:

2.1. asigură realizarea măsurilor incluse în Planul de acțiuni al Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030;

2.2. prezintă Ministerului Energiei, anual, până la data de 5 februarie a anului în curs, pentru anul precedent, rapoarte privind implementarea Planului de acțiuni al Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030, precum și, la solicitare, alte rapoarte privind implementarea acestuia.

3. Ministerul Energiei prezintă Guvernului, anual, până la data de 25 februarie, raportul de progres generalizat privind implementarea Programului menționat.

4. Finanțarea acțiunilor prevăzute în Programul nominalizat se efectuează din contul și în limitele alocațiilor aprobate în acest scop în bugetele autorităților/instituțiilor implicate, precum și din alte surse, conform legislației.

5. Implementarea Programului numit se supune evaluării finale, efectuate în termen de 12 luni de la expirarea perioadei de implementare, în conformitate cu prevederile acestuia și cu legislația cu privire la planificarea strategică.

6. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina Ministerului Energiei.

7. Prezenta hotărâre intră în vigoare la expirarea termenului de o lună de la data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.

Prim-ministru

DORIN RECEAN

Contrasemnează:

Viceprim-ministru,
ministrul dezvoltării
economice și digitalizării

Doina NISTOR

Ministrul energiei

Dorin Junghietu

Aprobat
prin Hotărârea Guvernului nr. /2025

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
1	2	3
ADMS	Advanced Distribution Management System	Sistem avansat de management al distribuției energiei electrice
AGE	Agenția pentru Guvernare Electronică	Instituție publică responsabilă de 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 și de monitorizare a activităților din sectoarele energiei
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 stocarea energiei
CEF	Connecting Europe Facility	Facilitate UE pentru finanțarea infrastructurii
CET	Centrală electrică de termoficare	Unitate de producere combinată a energiei electrice și termice
CISO	Chief Information Security Officer	Director pentru securitatea informației
CNED	Centrul Național pentru Eficiență și Dezvoltare Energetică	Instituție responsabilă de eficiența energetică
CRM	Customer Relationship Management	Sistem de gestionare a relației cu clienții
DCAT-AP	Data Catalog Vocabulary - Application Profile	Standard pentru descrierea metadatelor

1	2	3
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 a energiei electrice	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	Hotărâre a 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
JSON-LD	JSON for Linking Data	JSON pentru interconectarea datelor
JT	Joasă tensiune	Nivel de tensiune electrică sub 1 kW
JWT	JSON Web Token	Token pentru autentificare securizată

1	2	3
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	Leu moldovenesc	Moneda națională a Republicii Moldova
MDM	Meter Data Management	Sistem de gestionare date contoare
ME	Ministerul Energiei	Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energetic
MEC	Ministerul Educației și Cercetării	Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul educație și cercetare
MDED	Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării	Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul dezvoltare economică și digitalizare
MF	Ministerul Finanțelor	Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul finanțelor publice
ML	Machine Learning	Învățare automată (tehnologie AI)
MMPS	Ministerul Muncii și Protecției Sociale	Organul central de specialitate al administrației publice în domeniul protecție socială
MT	Medie Tensiune	Nivel de tensiune electrică 1-35 kW
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
Directiva NIS2	Network and Information Security Directive 2	Directiva (UE) 2022/2555 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 decembrie 2022 privind măsuri pentru un nivel comun ridicat de securitate cibernetică în Uniune, de modificare a Regulamentului (UE) nr. 910/2014 și a Directivei (UE) 2018/1972 și de abrogare a Directivei (UE) 2016/1148 (Directiva NIS 2)
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
ONG	Organizație nonguvernamentală	Organizație neguvernamentală
OPEX	Operational Expenditure	Cheltuieli operaționale

1	2	3
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 a societăților comerciale
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
SND	Strategia națională de dezvoltare	Strategia națională de dezvoltare „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

1	2	3
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 al provocărilor legate de securitatea energetică, de eficiența operațională și de reziliența infrastructurilor critice. Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 (în continuare – *Program*) este fundamentat în baza unei viziuni holistice asupra dezvoltării durabile promovate de Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, aprobată prin Legea nr. 315/2022, care plasează inovația, digitalizarea și tranziția verde în centrul procesului de transformare a societății moldovenești și stabilește acțiunile necesare pentru realizarea obiectivelor strategice, creând astfel un cadru 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 cu privire la planificarea strategică, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 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 la 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 prin 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 naționale de dezvoltare „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, aceasta 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 guvernare: 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 „Integrarea științei, a tehnologiilor și a datelor în procesul de guvernare” din Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”;

3.3. Alinierea la standardele și la cerințele europene în domeniul digitalizării energetice: Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică, armonizată cu Directiva NIS2, intrată 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 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 guvernare, evaluare a riscurilor și notificare a incidentelor, în conformitate cu standardele europene. Prezentul Program oferă cadrul de acțiune pentru valorificarea acestor orientări europene și adaptarea lor la specificul Republicii Moldova.

3.4. Oportunități de modernizare prin tehnologii inteligente și dezvoltarea antreprenoriatului inovator: în spiritul Obiectivului specific 1.2 „Dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat” al Strategiei naționale de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, programul-pilot de contorizare inteligentă, lansat de Ministerul Energiei în 2023 în parteneriat cu PNUD Moldova, contribuie la o infrastructură energetică rezilientă, eficiență operațională sporită, reducerea dependenței energetice și alinierea la standardele europene. Extinderea acestor inițiative necesită o abordare programatică structurată care să stimuleze și ecosistemul de inovare în domeniul energetic.

¹ <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>

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 (în continuare – *Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova*), care vizează „Crearea unei economii digitale inovatoare și reziliente”, precum și a mai multe 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 a Obiectivului general nr. 3 din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova: 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 prioritare ale Obiectivului general nr. 3 din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova:

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 este aliniat cu alte documente de politici publice, precum și cu bunele practici și orientările europene în domeniul digitalizării sistemului energetic, după cum urmează:

7.1. Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”: Programul contribuie direct la realizarea Obiectivului 2 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 naționale a Republicii Moldova, aprobată prin Hotărârea Parlamentului nr. 391/2023: Strategia identifică domeniul energetic drept o vulnerabilitate a securității statului și reglementează securitatea și reziliența energetică drept o direcție prioritară de acțiune. Printre măsurile prevăzute pentru atingerea acestui obiectiv sunt:

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

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

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

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

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

7.3.6. dezvoltarea și consolidarea parteneriatelor energetice cu statele membre ale UE și cu cele ale Comunității Energetice.

7.4. Planul național integrat privind energia și clima pentru perioada 2025-2030, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 86/2025: Planul recunoaște digitalizarea și dezvoltarea rețelelor inteligente ca instrumente esențiale pentru atingerea țintelor de eficiență energetică și integrarea surselor regenerabile.

7.5. Bunele practici și orientările europene în domeniul digitalizării sistemului energetic, care pun accent pe următoarele direcții principale:

7.5.1. accelerarea implementării rețelelor inteligente și a flexibilității sistemului energetic;

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

7.5.3. consolidarea lanțului de aprovizionare pentru tehnologiile digitale energetice;

7.5.4. îmbunătățirea competențelor digitale în domeniu energetic;

7.5.5. 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 din Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, Programul stimulează dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat 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 de companii, demonstrând potențialul digitalizării pentru inovare și competitivitate în toate sectoarele, inclusiv în cel energetic;

9.2. politicile educaționale și de formare a competențelor: aliniindu-se la Obiectivul specific 3.2 „Formarea unor competențe transformatoare în sistemul

educațional”, prezentul Program 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% dintre 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 schimbările 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 cinci ani, care permite:

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

10.2. corelarea cu termenele de implementare a angajamentelor internaționale asumate (de exemplu, 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 „Asigurarea unei guvernări eficiente, incluzive și transparente” al Strategiei naționale de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, 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. Întreprinderea de Stat „Î.S. „Moldelectrica” (în continuare – *Î.S. „Moldelectrica”*) – operatorul sistemului de transport;

11.2.2. Întreprinderea cu Capital Străin „Premier Energy Distribution” SA, Societatea pe Acțiuni „RED-Nord” și SA „FEE-Nord” – operatori de distribuție și furnizare;

11.2.3. Societatea pe Acțiuni „Termoelectrica”, SA „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 experiență în domeniu.

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

12.1. consultări publice cu operatorii din domeniul energetic (iunie 2025);

12.2. prezentarea conceptului Programului reprezentanților operatorilor de transport, sistem, furnizare și distribuție, ANRE și altor instituții de stat;

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

12.4. consultarea a peste 45 de participanți din domeniul energetic;

12.5. publicarea informației relevante pe site-ul Ministerului Energiei: <https://energie.gov.md/ro/content/ministerul-energiei-prezentat-conceptul-programului-de-transformare-digitala-sectorului>;

12.6. consultări cu sectorul privat prin Consiliul Economic pe lângă Prim-ministru (iulie 2025):

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

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

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. publicarea informației relevante pe site-ul Ministerului Energiei:: <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 portalul dedicat www.particip.gov.md⁴ pentru consultări publice și colectarea propunerilor.

Capitolul II **ANALIZA SITUAȚIEI CURENTE**

Secțiunea 1 **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.

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 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 semiautomatizate, care

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>

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 inefficientă a consumului și a 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 a 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 din cele 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 ale 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 completă. 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 gospodării 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 prin Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, precum și în conformitate cu principiile europene de echitate în tranziția energetică, prezentul Program 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 gospodării care se încălzesc cu sobe și lemne de foc, sunt expuse unor riscuri majore în lipsa digitalizării (a se vedea tabelul 1). 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%
Pondere costului energiei în venitul gospodăriilor vulnerabile	22%
Pondere 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 trei ore în urban.

28. Dimensiunea de gen în accesul la beneficiile digitalizării energetice este evidentă prin faptul că doar 31% dintre 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 milioane kWh vara, 400-440 milioane kWh iarna) afectează disproporționat gospodăriile vulnerabile în sezonul rece (tabelul 2). Capacitatea de producție locală este limitată, cu doar 12% din energie provenind din surse regenerabile locale.

Tabelul 2

Structura consumului energetic pe categorii

Categoria de 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 SA Energocom raportând pierderi de 127 de milioane de lei în 2023, urmate de un profit de 858,1 milioane de lei în

2024. Pierderile în rețele, estimate la 15-20% din energia distribuită, generează costuri suplimentare de circa 300 milioane de lei anual, suportate de consumatori. Costul sărăciei energetice se estimează la 1,2 miliarde de 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 de lei, doar o proporție redusă a vizat domeniul energetic. Investițiile cumulate totale de 118,61 milioane de lei în proiecte de digitalizare la nivel național sunt insuficiente pentru nevoile reale ale sectorului, cu 78% concentrate în municipiile Chișinău și Bălți. Din necesarul estimat de circa 1,5 milioane de contoare inteligente, doar 35 000 au fost instalate parțial.

Secțiunea a 6-a **Beneficiarii Programului**

34. Identificarea și prezentarea beneficiarilor prezentului Program a fost realizează 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 de 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 ale economiei, asigurând o fundamentare solidă a impactului preconizat.

39. Pentru o imagine sintetică și ușor de parcurs, categoriile de beneficiari ai prezentului Program, împreună cu criteriile de dezagregare aferente, sunt redate în mod sistematic în tabelele 3 și 4. 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 prezentului Program includ:

Tabelul 3

Beneficiari direcți ai Programului

Categoria de beneficiari	Numărul estimat	Dezagregarea disponibilă
Consumatori casnici	1,2 milioane de gospodării	Urban: 45% (540,000) Rural: 55% (660,000) Vulnerabili energetic: 25% (300,000)
Operatori energetici	15 entități majore	Transport: 1 (Î.S. „Î.S. „Moldelectrica””) Distribuție: 3 (PED, RED Nord, FEE Nord) Producție: 11 operatori
IMM-uri	5 000 de întreprinderi	Micro: 65% Mici: 25% Mijlocii: 10%
Instituții publice	500 de 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 prezentului Program includ:

Tabelul 4

Beneficiari indirecti ai Programului

Categoria de beneficiari	Impactul estimat	Modalitatea 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 Prezentarea obiectivelor generale

42. Obiectivele generale ale prezentului Program sunt corelate cu cele din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova și 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.

Obiectivul general 1. Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în anul 2030

43. Acest obiectiv transpune la nivel sectorial Obiectivul general 3 din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova 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.

Obiectivul general 2. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030

45. Acest obiectiv derivat din cerințele Legii nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică, ale Directivei NIS2 și ale Codului de rețea UE privind securitatea cibernetică, precum și din obiectivele naționale de securitate informațională, are ca scop protejarea infrastructurilor esențiale și a obiectivelor de infrastructură critică din domeniul energetic împotriva amenințărilor cibernetice aflate în creștere.

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

Obiectivul general 3. Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 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. Republica 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 obiectivele generale

49. Indicatorii de impact măsoară efectele transformatoare pe termen mediu și lung ale prezentului Program, demonstrând contribuția directă la realizarea viziunii strategice naționale și europene. Matricea indicatorilor de impact pentru fiecare dintre obiectivele generale este reflectată în tabelul 5.

Tabelul 5

Indicatori de impact pentru obiectivele generale

Nr. crt.	Denumirea indicatorului	Tipul	Valoarea de referință (2025)	Valoarea-țintă intermediară (2028)	Valoarea-țintă finală (2030)	Furnizorul de date

OG1. Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în anul 2030						
1.1.	Gradul de digitalizare a infrastructurii energetice (%)	Impact	20%	60%	80%	ANRE/ME
1.2.	Reducerea pierderilor tehnice în rețele (%)	Impact	18%	15%	12%	ME, operatori
1.3.	Timpul mediu de restabilire a serviciului (ore)	Impact	8	4	2	ANRE
OG2. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030						
2.1.	Gradul de protecție cibernetică a infrastructurii critice (%)	Impact	15%	70%	95%	ASC/ME
2.2.	Incidente cibernetică cu impact semnificativ anual (#)	Impact	12	6	<3	ME
2.3.	Timpul de recuperare după incidente cibernetică cu impact semnificativ (ore)	Impact	48	12	4	ME
OG3. Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 2030						
3.1.	Ponderea energiei regenerabile în mixul energetic (%)	Impact	15%	25%	30%	ME/ANRE
3.2.	Reducerea emisiilor GES față de 1990 (%)	Impact	45%	60%	70%	ME
3.3.	Gospodării cu acces la servicii energetice digitale (%)	Impact	10%	40%	60%	ANRE, ME, operatori

Capitolul IV OBIECTIVE SPECIFICE

Secțiunea 1

Obiective specifice pentru dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în anul 2030 (Obiectivul general 1)

Obiectivul specific 1.1. Modernizarea digitală și integrarea, până în 2028, a cel puțin 80% din infrastructura critică energetică într-un sistem unificat de monitorizare.

50. 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 în imposibilitatea optimizării la nivel de sistem. Modernizarea digitală integrată va permite monitorizarea în timp real a întregii infrastructuri critice, reducerea timpului de răspuns sub o oră și optimizarea fluxurilor energetice, cu economii estimate de 150 de milioane de lei anual. Fără această modernizare coordonată, pierderile vor continua să crească, iar integrarea cu sistemele europene va fi imposibilă. Acest obiectiv specific abordează problema fragmentării sistemelor IT/OT și asigură interoperabilitatea în conformitate cu standardele europene, fără a dubla acțiunile deja prevăzute în Programul de

implementare pe anii 2025-2027 și în Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova.

51. Implementarea registrelor naționale și a platformelor naționale de management al 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 prezentului Program.

52. Registrul național al locurilor de consum (în continuare – *RNLC*) reprezintă o bază de date centralizată care înregistrează toate locurile de consum energetic din Republica Moldova, fie comerciale, fie industriale sau rezidențiale. Fiecare loc de consum urmează 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 geospațiale (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* urmează să fie reutilizat de toți furnizorii de servicii energetice ca identificator unic al consumatorilor. Beneficii de implementare:

52.1. 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;

52.2. *RNLC* va permite o gestionare mai ușoară a schimbărilor de furnizor, simplificând procedurile administrative și reducând timpul de tranziție;

52.3. 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;

52.4. informațiile din *RNLC* vor fi standardizate și accesibile prin intermediul platformei guvernamentale de interoperabilitate (MConnect) pentru toți actorii din piața energetică, facilitând interoperabilitatea între sistemele diferiților furnizori și operatori.

53. Platforma națională de management energetic. Platforma națională de management energetic (în continuare – *PNME*) va fi o soluție digitală integratoare, care va colecta și va gestiona datele consolidate privind importul, producerea și consumul energetic din întreaga țară. Aceasta va oferi o sinteză analitică (sub formă tabelară și grafică) pe baza de algoritmi de tip Machine

Learning și Inteligență Artificială (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 diverse intervale de timp (lunare, anuale) și la diferite niveluri geografice (național, regional, local). Beneficiile implementării PNME:

53.1. centralizarea datelor provenite din diverse surse, prin mecanisme de interoperabilitate securizate, oferind o imagine completă asupra importului, producerii și consumului energetic la nivel național, regional și local, ceea ce va sprijini deciziile informate și optimizarea resurselor;

53.2. generarea de rapoarte statistice detaliate privind consumul energetic, care va permite autorităților să identifice tendințele și să îmbunătățească planificarea pe termen lung;

53.3. monitorizarea în timp real a utilizării resurselor, care va permite identificarea oportunităților de eficientizare a consumului și de reducere a pierderilor;

53.4. includerea măsurilor avansate de securitate cibernetică pentru a proteja informațiile sensibile și restricționate, ținând cont de integrarea resurselor energetice și de centralizarea datelor. De asemenea, va fi accesibilă tuturor părților interesate – autorități publice, furnizori, consumatori și alți actori din domeniul energetic – asigurând o colaborare eficientă, precum și va dispune de o interfață web publică, unde vor fi afișate diverse informații de interes public;

53.5. va fi un instrument esențial pentru Guvern și autorități în dezvoltarea și implementarea politicilor energetice, oferind date de calitate și fiabile pentru fundamentarea deciziilor strategice.

54. Sistemele 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, al 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 moderne, digitale și interactive pentru toate părțile interesate. Conceptul Sistemul informațional național în domeniul eficienței energetice (SINEE), aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 144/2025, va fi constituit din mai multe subsisteme:

54.1. subsistemul informațional „Portalul public al CNED”;

54.2. subsistemul informațional „Managementul programelor și proiectelor”;

54.3. subsistemul informațional „Managementul energetic în clădiri”;

54.4. subsistemul informațional „Eficiența energetică a clădirilor”;

54.5. subsistemul informațional „Auditul energetic”;

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

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

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

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

54.10. subsistemul informațional „Platforma GIS”.

55. RNLC, PNME și sistemele automatizate din domeniul eficienței energetice se integrează cu infrastructura guvernamentală comună, în special prin utilizarea sistemelor informaționale partajate instituite de Guvern (MConnect, MDocs, MPass, MPay, MNotify, aplicația guvernamentală integrată a serviciilor electronice EVO, Portalul guvernamental integrat EVO etc.).

Obiectivul specific 1.2. *Asigurarea, până în 2030, a accesului la contoare inteligente pentru cel puțin 40% din consumatorii casnici, cu prioritate pentru zonele urbane și gospodăriile vulnerabile.*

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

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

57.1. modernizarea etapizată a tuturor componentelor de infrastructuri IT și OT existente, care sînt esențiale pentru implementarea tehnologiilor avansate ce permit o gestionare mai eficientă a energiei, inclusiv integrarea surselor regenerabile;

57.2. 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 permanent. Pentru a atinge rezultatele scontate privind aceste activități complexe, precum și în contextul desfășurării proiectului-pilot de

instalare a contoarelor inteligente cu suportul PNUD, trebuie luate în considerare următoarele aspecte:

57.2.1. elaborarea cerințelor tehnice pentru contoarele inteligente:

57.2.1.1. parametrii funcționali, interfețele pentru comunicare locală și la distanță, structura datelor și memoria internă a contorului, lista parametrilor energiei ce urmează a fi înregistrați de contor, periodicitatea înregistrării și transmiterii datelor;

57.2.1.2. tehnologii de comunicații/transfer de date, protocoale de comunicare⁵;

57.2.1.3. cerințe privind certificarea contoarelor;

57.2.1.4. revizuirea cadrului normativ privind durata exploatării și a verificărilor periodice;

57.2.1.5. 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.);

57.2.1.6. conformitatea cu normele de reciclare a deșeurilor de echipamente electrice și electronice, reglementate prin Hotărârea Guvernului nr. 212/2018);

57.2.2. colectarea și transferul datelor:

57.2.2.1. cerințe față de tehnologiile și standardele de transfer al datelor, protocoale de comunicare;

57.2.2.2. cerințe privind certificarea concentratoarelor;

57.2.2.3. periodicitatea citirii datelor;

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

57.2.2.5. cerințe privind localizarea concentratoarelor, deservire/verificare periodică;

57.2.2.6. 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.).

58. Sistem Head-End (HES - Head-End System). Platforma HES este responsabilă de comunicarea cu contoarele inteligente și alte echipamente de măsurare de pe teren, centralizând datele de la aceste dispozitive într-un singur punct de control. Aceasta acționează ca un intermediar între contoarele

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

inteligente distribuite și platformele superioare de gestionare a datelor, precum MDM și ADMS. Funcționalitățile principale ale unui sistem HES sunt:

58.1. 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 metrice mai departe către sistemele MDM pentru gestionare și analiză;

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

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

59. 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. Funcționalitățile principale ale unui sistem MDM sunt:

59.1. 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);

59.2. MDM 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;

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

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

60. 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. Funcționalitățile principale ale unui sistem ADMS sunt:

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

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

60.3. ADMS include module avansate de gestionare a incidentelor, permițând o reacție rapidă la pene de curent și la alte probleme operaționale, reducând astfel timpii de întrerupere;

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

Obiectivul specific 1.3. *Automatizarea și monitorizarea digitală în timp real a cel puțin 90% din procesele operaționale critice până în 2028.*

61. Rațiunea 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 opt ore la mai puțin de două 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.

62. Sistemul SCADA (supervisory control and data acquisition). Platforma SCADA reprezintă coloana vertebrală a monitorizării și a 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 sunt:

62.1. monitorizarea în timp real prin colectarea continuă 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 (întrerupătoare, separatoare) și alarme, prezentându-le într-o interfață grafică intuitivă;

62.2. controlul 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;

62.3. gestionarea alarmelor și a evenimentelor de către sistem care prioritizează și afișează alarmele în funcție de gravitate, păstrează istoricul evenimentelor și generează notificări automate pentru situații critice;

62.4. analiza și generarea rapoartelor operaționale, analiza tendințelor, calcularea indicatorilor de performanță (SAIDI, SAIFI) și oferirea instrumentelor pentru analiza postincident.

63. Sistemul 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. Funcționalitățile principale ale unui sistem ERP sunt:

63.1. managementul activelor și a mentenanței prin gestionarea ciclului de viață complet al echipamentelor energetice, planificarea mentenanței preventive și predictive, urmărirea istoricului intervențiilor și optimizarea stocurilor de piese de schimb;

63.2. gestiunea financiar-contabilă integrată prin automatizarea proceselor contabile, gestiunea bugetelor pe centre de cost, calcularea amortizărilor pentru infrastructura energetică și oferirea rapoartelor financiare în timp real;

63.3. managementul resurselor umane facilitând administrarea personalului operațional și tehnic, planificarea echipelor de intervenție, gestionarea calificărilor și autorizărilor specifice domeniului energetic și calcularea salarizării conform CCM;

63.4. planificarea și controlul operațional prin integrarea și planificarea lucrărilor de investiții, urmărirea execuției proiectelor de dezvoltare a rețelei, monitorizarea indicatorilor de performanță și asigurarea conformității cu reglementările ANRE.

64. Sistemul CRM (Customer 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 din una reactivă în una proactivă, crescând satisfacția acestora și reducând costurile operaționale prin automatizarea proceselor. Funcționalitățile principale ale unui sistem CRM includ:

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

64.2. managementul sesizărilor și al reclamațiilor, prin înregistrarea și urmărirea tuturor solicitărilor consumatorilor, asigurând respectarea termenelor legale de răspuns, escaladarea automată cazurilor critice și generarea rapoartelor pentru agențiile de reglementare, după caz;

64.3. Portal self-service și aplicație mobilă integrat în CRM, care oferă consumatorilor acces online la date privind consumul, istoricul facturilor,

posibilitatea transmiterii indexului și plății online, reducând semnificativ numărul de apeluri la Call Center;

64.4. integrare omni-canal în sistemul CRM, prin unificarea tuturor canalelor de comunicare (telefon, e-mail, chat, rețele sociale, oficii teritoriale) într-o interfață unică, oferind o experiență coerentă și continuă pentru client, indiferent de punctul de contact utilizat.

65. Sistemul 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, asigurând, totodată, interoperabilitatea cu serviciul guvernamental de plăți electronice (MPay), în conformitate cu Hotărârea Guvernului nr. 712/2020, și cu aplicația guvernamentală integrată a serviciilor electronice EVO, conform Hotărârii Guvernului nr. 5/2024. Funcționalitățile principale ale unui sistem de facturare (billing) includ:

65.1. calculul și emiterea de facturi prin procesarea datelor privind consumul de la MDM/HES, aplicarea structurilor tarifare complexe (tarife diferențiate, prosumatori, tarife sociale), calcularea taxelor și a impozitelor și generarea facturilor în format electronic și tipărit;

65.2. 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;

65.3. managementul 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;

65.4. raportarea și analiza 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.

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

67. 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.

Tabelul 6

Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 1

Nr. crt.	Denumirea indicatorului	Tipul	Valoarea de referință (2025)	Valoarea-țintă intermediară (2028)	Valoarea-țintă finală (2030)	Furnizorul de date
OS 1.1. Modernizarea digitală și integrarea, până în 2028, a cel puțin 80% din infrastructura critică energetică într-un sistem unificat de monitorizare						
1.1.1.	Infrastructură critică modernizată digital (%)	Rezultatul	20%	80%	95%	ME/ANRE
1.1.2.	Registrul național al locurilor de consum operațional	Produsul	Nu	Da	Da	ME
1.1.3.	Platforma națională de management energetic, funcțională	Produsul	Nu	Da	Da	ME
1.1.4.	Sisteme informatice integrate (#)	Produsul	2	10	15	Operatori
1.1.5.	Resurse financiare alocate modernizării (milioane lei)	Resursele	50	250	400	ME/ANRE
OS 1.2. Asigurarea, până în 2030, a accesului la contoare inteligente pentru cel puțin 40% din consumatorii casnici, cu prioritate pentru zonele urbane și gospodăriile vulnerabile						
1.2.1.	Pondere consumatorilor cu contoare inteligente (%)	Rezultatul	3%	25%	40%	ANRE
1.2.2.	Numărul de contoare inteligente instalate (#)	Produsul	35,000	265,000	500,000	Operatori
1.2.3.	Gospodării vulnerabile cu contoare inteligente (#)	Produsul	0	50,000	100,000	ANRE
1.2.4.	Investiții în infrastructura de contorizare (milioane lei)	Resurse	25	200	350	Operatori
OS 1.3. Automatizarea și monitorizarea digitală în timp real a cel puțin 90% din procesele operaționale critice până în 2028						
1.3.1.	Procese operaționale critice automatizate (%)	Rezultatul	20%	90%	98%	ANRE
1.3.2.	Sisteme SCADA modernizate (#)	Produsul	1	10	15	Operatori
1.3.3.	Timp mediu remediere defecțiuni (ore)	Rezultatul	8	2	1	Operatori
1.3.4.	Personal specializat în automatizare (#)	Resursele	50	200	300	Operatori

Secțiunea a 2-a**Obiective specifice pentru fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030 (Obiectivul general 2)**

Obiectivul specific 2.1. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2026, a monitorizării 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică ale operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și directivele UE (inclusiv Directiva NIS2).

68. Rațiunea 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 de ore. Prin fortificarea sistemelor de monitorizare și răspuns

ale operatorilor critici, timpul de detecție și reacție la incidente va fi redus la mai puțin de o oră. Fără aceste măsuri, domeniul energetic rămâne vulnerabil la atacuri cibernetice care pot provoca întreruperi masive la scară națională, așa cum s-a demonstrat în Ucraina (2015, 2016) și în alte țări.

69. 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.

70. Justificare generală – specificul domeniului energetic și diferențierea față de alte sectoare:

70.1. 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.

70.2. 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. Echipamentele specifice OT includ, de exemplu, cel puțin următoarele:

70.2.1. 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;

70.2.2. dispozitive electronice inteligente (IED) – controlere bazate pe microprocesoare utilizate în sistemele energetice pentru monitorizare, protecție, control și automatizare. Acestea sunt cruciale pentru funcționarea fiabilă și eficientă a rețelelor energetice moderne, inclusiv a rețelelor inteligente;

70.2.3. 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.

70.3. Domeniul energetic este puternic 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.

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

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

71.1. Standardele generale aplicabile securității cibernetice în organizații (IT) sunt:

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

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

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

71.2. Standarde sectoriale specifice OT/ICS/SCADA în domeniul energetic (tabelul 7) 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 este inclusă în tabelul 7.

Tabelul 7

Standarde sectoriale specifice OT

Standardul	Descrierea 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 patru 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; evaluare a 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

71.3. Capacitățile de securitate cibernetică dedicate domeniului energetic trebuie să integreze capabilități 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.

72. Funcțiile și capabilitățile 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 de securitate cibernetică energetică	Descrierea
Supraveghere continuă a mediilor IT/OT (24/7/365)	Monitorizarea simultană a traficului de date din rețelele IT și din 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 cu mecanismele naționale de securitate cibernetică națională	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)

73. Avantajele și beneficiile 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.

Tabelul 9

Avantajele și beneficiile strategice ale capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic

Domeniul	Beneficiile 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 dependența de un canal de analiză generalist
Adaptare la reglementări internaționale	Permite implementarea cerințelor specifice din NIS 2, CER Directiva (EU 2022/2557) și viitoarele norme ENISA/ENTSOG 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 cu riscuri sistematice între sectoare	Diminuează riscul ca un incident TIC general să afecteze în lanț sistemele energetice OT critice

74. Relația cu structurile naționale de securitate cibernetică:

74.1. complementaritate și coordonare:

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

74.1.2. 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);

74.1.3. 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.

74.2. Exemplificare – incidente reale relevante:

74.2.1. 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;

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

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

74.3. 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.

74.4. Exemple de bună practică internațională:

74.4.1. 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;

74.4.2. 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;

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

74.5. 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. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2027, a certificării tuturor operatorilor de infrastructură critică energetică conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor Directivei NIS2.

75. Rațiune de intervenție: Majoritatea absolută a operatorilor energetici din Republica 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 cu impact semnificativ este de până la 500 de milioane de lei, față de circa 50 de milioane de lei pentru implementarea standardelor de securitate. Certificarea va garanta un nivel uniform de securitate în tot sectorul.

76. 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:

- 76.1. tipul de operator (producere/transport/distribuție/furnizare);
- 76.2. dimensiunea infrastructurii (număr de substații, centre de control, noduri SCADA), precum și numărul de active IT și/sau OT;
- 76.3. gradul de digitalizare existent;
- 76.4. cerințele de audit, instruire, mentenanță și certificare formală de către organismele acreditate.

77. 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.

78. Categoriile de standarde și conformitate, aplicabile în contextul prezentului Program sunt sintetizate în tabelul 10.

Tabelul 10

Categoriile de standarde OT și IT

Tipul standardului	Aplicabilitatea	Obligativ/recomandat
IEC 62443 (serie)	OT security ICS/SCADA	Esențial, Directiva NIS2 relevant
IEC 62351	Protecția comunicațiilor din rețelele energetice	Relevantă SCADA/telecontrol
IEC 60870-5-101/104	Protocol SCADA	Standard tehnic obligativ
IEC 61850	Substații electrice digitale	Relevantă mare pentru „Î.S. „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 Republica Moldova de la data de 1 ianuarie 2025/ LP 48/2023 ???
-------------------------	---	--

79. Estimarea activității minime obligatorii pentru certificare și conformitate are drept 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 întreprinde măsuri suplimentare de îmbunătățire și adaptare la evoluțiile tehnologice și de reglementare.

80. Estimarea realizată în cadrul Programului și prezentată în tabelul 11 se referă la un operator energetic mediu (ex.: de distribuție sau de transport), cu personal de 100-500 de angajați, 5-15 noduri OT (stații SCADA, substații) și 1-2 centre de dispecerizare.

Tabelul 11

Activități obligatorii pentru certificare

Standardul	Tipul de activitate	Observații
ISO/IEC 27001	Audit + certificare	Include etapa I + II, valabile 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 atestarea conformității prin testare de 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

81. Serviciile 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

Tipul de activitate	Detalii
Elaborare politici și proceduri ISMS / BCMS	Minimum 20-25 de documente conforme
Clasificare active OT/IT și matrice de risc	Mapare detaliată pe business procese
Training personal tehnic și nontehnic	Conștientizare + cursuri certificate
Implementare SIEM, IAM, instrumente de urmărire de audit	Cerință 27001 + NIS2
Integrarea, gestionarea și consolidarea patch-urilor	Platforme + testare

82. Considerațiile și caracteristicile 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 prezentului Program, sunt relevante următoarele aspecte:

82.1. certificarea trebuie reactualizată o dată la trei ani (recertificare ISO), iar auditul anual este necesar pentru menținerea statutului (supraveghere);

82.2. 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);

82.3. Directiva 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;

82.4. 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. *Asigurarea, până în 2028, a reducerii timpului de recuperare după incidente cibernetice cu impact semnificativ la maximum patru ore pentru serviciile critice.*

83. Rațiune de intervenție: Incidentele cibernetice actuale pot paraliza sistemul energetic pentru 48-168 de ore, cu costuri economice de milioane de lei pe zi și cu impact social major. Dezvoltarea capacităților de reziliență prin modernizarea securității cibernetice a 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.), planurile testate a măsurilor de continuitate și exercițiile regulate vor asigura că serviciile critice pot fi restaurate în maximum patru ore. Această capacitate este esențială pentru menținerea încrederii publice și a stabilității economice, precum și pentru alinierea la standardele UE de reziliență a infrastructurii critice. Reziliența operațională va fi asigurată prin sisteme redundante și planuri testate de continuitate.

84. Pe parcursul anului 2024, UNDP Moldova a contractat, la solicitarea Ministerului Energiei, un prestator autorizat din UE 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 șapte operatori de stat.

85. Ca urmare a rezultatelor auditului de securitate cibernetică, se preconizează modernizarea pentru fiecare dintre cele șapte 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 de luni (trei 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, a serverelor și a sistemelor de stocare, a abonamentelor și a suporturilor de la producători și/sau parteneri autorizați pentru 36 de luni (trei ani integral), precum și a serviciilor 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.

86. Operatorii de rețea privați vor urma să includă obligatoriu în planurile lor de investiții resursele financiare aferente modernizării securității cibernetice ale infrastructurilor IT și OT, prin implementarea componentelor hardware redundante pentru înaltă disponibilitate și a 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 al securității, nu pot fi estimate în aceasta etapă de elaborare a prezentului Program; fiecare entitate energetică de drept privat va avea obligația de a planifica și de a contracta servicii de audit al securității pentru identificarea și justificarea necesităților pentru a desfășura modernizarea securității cibernetice aprofundate.

87. 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. crt.	Denumirea indicatorului	Tipul	Valoarea de referință (2025)	Valori-țintă intermediare			Valoarea-țintă finală (2030)	Furnizorul de date
				2026	2027	2028		
OS 2.1. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2026, a monitorizării 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică ale operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și directivele UE (inclusiv Directiva NIS2)								
2.1.1.	Infrastructură critică monitorizată 24/7 (%)	Rezultat	0%	100%	100%	100%	100%	ME

2.1.2.	Capacități cibernetice operaționale 24/7	Produs	Nu	Da	Da	Da	Da	ME
2.1.3.	Personal specializat ME (#)	Resurse	0	15	15	15	15	ME
2.1.4.	Timp mediu de detecție incidente (ore)	Rezultat	72	<1	<1	<1	<1	ME
OS 2.2. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2027, a certificării tuturor operatorilor de infrastructură critică energetică conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor Directivei NIS2								
2.2.1.	Operatori certificați ISO 27001 (%)	Rezultat	0%	50%	100%	100%	100%	ANRE
2.2.2.	În conformitate cu Directiva NIS2 (%)	Rezultat	0%	30%	100%	100%	100%	ASC
2.2.3.	Audituri de securitate efectuate (#)	Produs	0	7	14	14	14	ME
2.2.4.	Investiții în certificare (milioane lei)	Resurse	0	25	50	50	50	Operatori
OS 2.3. Asigurarea, până în 2028, a reducerii timpului de recuperare după incidente cibernetice cu impact semnificativ la maximum patru ore pentru serviciile critice								
2.3.1	Timp de recuperare a serviciilor critice (ore)	Rezultat	48	24	8	4	4	ME, operatori
2.3.2	Sisteme cu soluții de securitate implementate (#)	Produs	1	4	7	7	7	ME, operatori
2.3.3	Planuri de continuitate testate (#)	Produs	0	2	7	7	7	ANRE
2.3.4	Buget alocat pentru reziliență (milioane lei)	Resurse	10	50	100	150	150	ME/ operatori

Secțiunea a 3-a

Obiective specifice pentru accelerarea tranziției către energia verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 2030 (Obiectivul general 3)

Obiectivul specific 3.1. Asigurarea, până în 2030, a unei capacități de integrare de 600 MW din surse regenerabile, susținută de digitalizarea avansată a rețelelor energetice.

88. Rațiune de intervenție – Republica Moldova are un potențial tehnic pentru mai mult de 1,000 MW de surse regenerabile, însă, din cauza lipsei capacității de predicție și echilibrare a variabilității producției, poate integra stabil doar 150 MW cu sistemele actuale. 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, Republica Moldova nu poate atinge ținta de 30% energie regenerabilă și va rata oportunitatea economică de două miliarde de

lei investiții în energia verde. Sistemele digitale vor permite gestionarea eficientă a variabilității producției din surse regenerabile.

89. Sistemul de prognoză meteo avansată cu AI (inteligentă 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% din 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 șapte zile, permițând operatorilor să anticipeze și să compenseze variabilitatea producției regenerabile. Funcționalitățile principale sunt:

89.1. predicție multi-orizont și multi-sursă prin generarea de prognoze pe termen foarte scurt (0-6 ore), scurt (6-48 de 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;

89.2. învățare continuă și autocalibrare 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%;

89.3. integrare cu dispecerizarea națională astfel că prognozele sunt transmise automat către Î.S. „Moldelectrica” și integrate în procesul de planificare a producției, permițând optimizarea portofoliului de generare și reducere a dezechilibrelor cu 40%;

89.4. 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.

90. 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:

90.1. agregarea și monitorizarea în timp real prin colectarea datelor de la toate sursele conectate, monitorizarea stării și disponibilitatea fiecărei resurse, precum și calcularea capacității agregate disponibile pentru diferite servicii (energie, rezerve, reglaj);

90.2. optimizarea economică distribuită prin algoritmi de optimizare care maximizează veniturile participanților prin dispecerizarea inteligentă a resurselor în funcție de prețurile pieței, de costurile marginale și de constrângerile tehnice ale fiecărei surse;

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

90.4. interfața prosumatori și managementul contractelor, care va oferi un portal dedicat pentru prosumatori cu vizualizare producție/venituri, gestionarea contractelor de agregare și distribuirea automată a veniturilor conform algoritmilor agreeți.

91. Sisteme SCADA dedicate parcurilor de surse 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 optimizarea producției. Funcționalitățile principale sunt:

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

91.2. 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;

91.3. integrarea cu sistemul național de surse 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;

91.4. analiza performanței și optimizarea producției prin calculul indicatorilor de performanță (PR), factorului de utilizare a capacității (CUF) și disponibilitate, identificarea pattern-uri de subperformanță, recomandarea acțiunilor de mentenanță și optimizarea setărilor pentru maximizarea producției.

92. Sistem de management al energiei (EMS) avansat – EMS de generație nouă pentru operatorul de sistem integrează capacități avansate de optimizare multiobiectiv, 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. Funcționalitățile principale ale unui EMS sunt:

92.1. optimizarea stochastică multiobiectiv – 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;

92.2. 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%;

92.3. analiza securității dinamice 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;

92.4. integrarea cu piețele 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. *Asigurarea, până în 2030, a reducerii cu cel puțin 20% a consumului de energie în orele de vârf prin digitalizarea managementului cererii.*

93. 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 milioane de lei 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 un miliard de lei. 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.

94. 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. Funcționalitățile principale ale unui DRMS sunt:

94.1. 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);

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

94.3. verificarea și decontarea automată prin calcularea consumului de referință (baseline) pentru fiecare participant, folosind metodologii aprobate, determinarea reducerii efective, calcularea compensațiilor contractuale și generarea rapoartelor de audit;

94.4. portal dedicat participanților care permite vizualizarea performanței, a istoricului evenimentelor, a compensațiilor acumulate și a elementelor de tip gamification (scoruri, badge-uri, clasamente), care pot crește implicarea cu peste 40%.

95. Sistem de tarife dinamice în timp real – platforma de tarificare dinamică calculează și comunică prețuri diferențiate temporar, 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 cu platformele de facturare. Funcționalitățile principale sunt:

95.1. 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;

95.2. comunicarea 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;

95.3. programe tarifare personalizate care suportă multiple tipuri de tarificare dinamice (TOU, CPP, RTP, PTR), adaptate diferitelor segmente de consumatori și care permit alegerea programului tarifar optim;

95.4. analiza impactului și optimizarea schemelor prin monitorizarea continuă a elasticității cererii, impactului asupra vârfurilor de sarcină și satisfacției consumatorilor, ajustând parametrii tarifari pentru maximizarea beneficiilor pentru sistem și pentru consumatori.

96. 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 de utilizatori activi până în 2030, fiind dezvoltate și implementate în conformitate cu Conceptul aplicației guvernamentale integrate EVO, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 5/2024, care permite accesul la servicii electronice, notificări și integrarea cu MPay pentru încasarea plăților. Funcționalitățile principale ale aplicațiilor sunt:

96.1. 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;

96.2. 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%;

96.3. 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;

96.4. 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 pentru cauze sociale.

97. Platformele agregatorilor de flexibilitate – agregatorii de flexibilitate operează platforme digitale avansate, care agregă capacitatea de răspuns la cerere 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 sunt:

97.1. agregare multitehnologie și multilocație 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;

97.2. 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;

97.3. 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 de secunde conform cerințelor tehnice;

97.4. 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 a rapoartelor detaliate.

Obiectivul specific 3.3. Asigurarea, până în 2029, a operaționalizării sistemelor digitale pentru gestionarea unei capacități de stocare a energiei de minimum 50 MW.

98. 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 a 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.

99. 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:

99.1. monitorizare granulară multisite 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;

99.2. optimizare a 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;

99.3. integrarea 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.

100. 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 milioane de lei/an. Funcționalitățile principale sunt:

100.1. optimizare multiplă 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;

100.2. 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;

100.3. 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;

100.4. risk management și strategii de hedging, prin evaluarea continuu a riscurilor (preț, volum, tehnologic), implementarea de măsuri de acoperire (hedging) și menținerea expunerii în limitele predefinite pentru asigurarea profitabilității stabile.

101. 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 cinci ani. Funcționalitățile principale sunt:

101.1. 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;

101.2. 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;

101.3. 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;

101.4. învățare continuă din operare, prin compararea continuă a prognozelor cu valorile realizate, identificarea tiparelor de eroare, ajustarea modelelor și îmbunătățirea constantă a acurateții prognozelor și calității deciziilor.

102. 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:

102.1. onboarding și managementul dispozitivelor, 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;

102.2. optimizarea 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 de oportunitățile de piață;

102.3. coordonarea 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;

102.4. 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.

103. Indicatorii 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 prezentați în tabelul 14.

Tabelul 14

Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 3

Nr. crt.	Denumirea indicatorului	Tipul	Valoarea de referință (2025)	Valoarea-țintă intermediară (2029)	Valoarea-țintă finală (2030)	Furnizorul date
OS 3.1. Asigurarea, până în 2030, a unei capacități de integrare de 600 MW din surse regenerabile, susținută de digitalizarea avansată a rețelelor energetice						
3.1.1.	Capacitate SER integrată (MW)	Rezultat	150	450	600	Î.S. „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%	Î.S. „Moldelectrica”
3.1.4.	Investiții în infrastructura SER (milioane lei)	Resurse	100	800	1,200	ME/ANRE
OS 3.2. Asigurarea, până în 2030, a reducerii cu cel puțin 20% a consumului de energie în orele de vârf prin digitalizarea managementului cererii						
3.2.1.	Reducere de consum ore de vârf (%)	Rezultat	0%	15%	20%	Î.S. „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 (milioane lei)	Impact	0	150	200	ANRE
OS 3.3. Asigurarea, până în 2029, a operaționalizării sistemelor digitale pentru gestionarea unei capacități de stocare a energiei de minimum 50 MW						
3.3.1.	Capacitate de 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 (milioane lei)	Resurse	0	350	400	ME/operatori

Capitolul V

INDICATORI DE MONITORIZARE ȘI EVALUARE

104. Procesul de monitorizare a implementării prezentului Program 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 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 la grupurile vulnerabile. Indicatorii sunt structurați pe trei niveluri – impact, rezultat și proces, asigurând măsurarea comprehensivă a progresului, fiind aliniați cu cerințele europene de monitorizare a digitalizării energetice stabilite în COM(2022) 552, și preluați sau derivați din strategiile naționale ierarhic superioare: Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova și Planul național integrat privind energia și clima pentru perioada 2025-2030.

Secțiunea 1

Impactul pe termen mediu al Programului și contribuția sa la strategiile naționale

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

105.1. 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 de milioane de lei, resurse care pot fi reinvestite în modernizarea continuă a domeniului energetic. Investiția totală de 1,81 miliarde de 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 națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030” privind dezvoltarea oportunităților pentru inovații și antreprenoriat, creând un mediu favorabil pentru noi modele de afaceri în domeniul energetic;

105.2. impact social și incluziune (efecte vizibile din 2027): Programul va asigura că 100 000 de 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 de 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;

105.3. 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 de ore la o oră până în 2028, asigurând continuitatea serviciilor esențiale. Certificarea ISO 27001 a șapte operatori de stat și implementarea soluțiilor moderne de securitate (EDR/XDR, SIEM) vor garanta reziliența rețelelor, reducând timpul de recuperare după incidente cibernetice cu impact semnificativ la maximum patru ore. Aceste măsuri contribuie direct la Obiectivul specific 9.3 din Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, privind protecția infrastructurilor critice și creșterea rezilienței naționale;

105.4. impact asupra tranziției verzi (accelerare din 2027): capacitatea de integrare a surselor regenerabile va crește de la 150 MW la 600 MW până în 2030, facilitată de sisteme digitale de predicție și balansare cu acuratețe de 95% și Virtual Power Plant agregând 300+ surse. Reducerea consumului în orele de vârf cu 150 MW (20%) și operaționalizarea a 50 MW stocare digitală vor reduce emisiile de CO₂ cu 2,5 milioane de 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

106. Monitorizarea implementării activităților-cheie se va face în baza indicatorilor de produs, care sunt reflectați în tabelul 15.

Tabelul 15

Indicatori de produs pentru monitorizarea activităților-cheie

Codul	Denumirea indicatorului	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de verificare
Infrastructură digitală							
P.1.1	Locuri de consum înregistrate în 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 cibernetice 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	50	150	200	225	250	Rapoarte

	ME/lună (#)						SIEM
Tranziție energetică							
P.3.1	MW surse regenerabile integrate digital	180	250	400	500	600	SCADA Î.S. „Moldelectrica”
P.3.2	Consumatori în programe demand response (#)	10 000	30 000	60 000	85 000	100 000	Platforma DRMS
P.3.3	MW stocare operaționalizată	0	5	25	50	50+	BMS centralizat

Secțiunea a 3-a

Indicatori de resurse

107. Monitorizarea implementării activităților-cheie se va face și în baza indicatorilor de resurse, care sunt reflectați în tabelul 16.

Tabelul 16

Indicatori de resurse pentru monitorizarea investițiilor și a capacităților

Codul	Denumirea indicatorului	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de verificare
Resurse financiare							
R.1.1	Investiții infrastructură digitală (milioane lei)	42.5	85	170	225	234.5	Contracte semnate
R.1.2	Investiții securitate cibernetică (milioane lei)	25	50	75	90	100	Rapoarte financiare
R.1.3	Investiții tranziție verde digitală (milioane lei)	100	250	450	650	800	Rapoarte ANRE
R.1.4	Finanțare externă atrasă (milioane lei)	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	Protocoloale înființare

Secțiunea a 4-a

Indicatori de performanță sectorială

108. Monitorizarea implementării activităților-cheie se va realiza în baza indicatorilor de performanță sectorială, prezentați în tabelul 17.

Tabelul 17

Indicatori de rezultat pentru performanța sectorială

Indicatori de Rezultat pentru performanța sectorială						
Codul	Denumirea indicatorului	Valoarea de referință (2025)	Valoarea-țintă intermediară		Valoarea-țintă finală (2030)	Sursa de date
			2027	2028		
Eficiență operațională						
Rz.1.1	Durata medie de întreruperi SAIDI (min/an)	conform Regulamentului ANRE	conform Regulamentului ANRE	conform Regulamentului ANRE	conform Regulamentului ANRE	ANRE

		nr. 537/2020	nr. 537/2020	nr. 537/2020	nr. 537/2020	
Rz.1.2	Frecvența întreruperilor SAIFI (#/an)	conform Regulamentului ANRE nr. 537/2020	conform Regulamentului ANRE nr. 537/2020	conform Regulamentului ANRE nr. 537/2020	conform Regulamentului ANRE nr. 537/2020	ANRE
Rz.1.3	Timp mediu de remediere a defecțiunii (ore)	8	4	2	1	Operatori
Rz.1.4	Gradul de automatizare a proceselor (%)	15%	60%	90%	95%	Audit anual
Satisfacția consumatorilor						
Rz.2.1	Scorul satisfacției 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 de răspuns la sesizări online (ore)	48	24	12	4	Sisteme CRM
Rz.2.4	Rata de rezolvare a problemelor la prima interacțiune (%)	40%	60%	75%	85%	Rapoarte suport

Notă: Valorile și dinamica indicatorilor de calitate a serviciilor (SAIDI, SAIFI) se stabilesc conform Regulamentului privind calitatea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 537/2020.

Secțiunea a 5-a

Metodologia de colectare și validare a datelor

109. 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 de 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 cinci secunde.

110. Raportarea periodică va include rapoarte lunare din sistemele DRMS pentru participanții răspuns la cerere, rapoarte trimestriale de la operatori privind personalul și investițiile, precum și rezultatele auditurilor semestriale de conformitate ISO 27001 și Directiva NIS2, prezentate de operatori pe baza certificatelor emise de organismele acreditate. ANRE colectează și utilizează aceste rapoarte în activitatea sa de monitorizare, iar Ministerul Energiei asigură validarea finală pe baza indicatorilor stabiliți în tabelul 18.

Tabelul 18

Standarde de calitate pentru datele monitorizate

Criteriul	Standardul	Metoda de verificare	Acțiunea 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

111. Pentru asigurarea implementării la timp a prezentului Program, se stabilesc praguri de alertă care vor declanșa acțiuni corective diferențiate în funcție de gravitatea abaterilor de la ținte. Aceste praguri și mecanismele aferente sunt prezentate în tabelul 19.

Tabelul 19

Matricea sistemului de alertă timpurie

Nivelul de alertă	Criteriul de performanță	Acțiunile imediate necesare	Termenul de răspuns	Responsabilul
Verde	≥90% din țintă	Monitorizare normală	-	ME
Galben	70-89% din țintă	Analiză cauze Plan remediere Resurse suplimentare	15 zile analiză 30 de zile plan	Secretar de Stat ME
Roșu	<70% din țintă	Escaladare către ministru Grupuri de lucru dedicate Revizuire strategie	7 zile analiză 21 de zile plan	Ministru/Secretar de Stat ME
Critic	Impact sistemic	Activare Comitet criză Măsuri excepționale Comunicare publică	24 de ore	Prim-ministru + Comitetul sectorial tehnic

Capitolul VI

IMPACTUL PROGRAMULUI

112. Implementarea prezentului Program, cu investiții totale de 1 807,8 milioane de lei, va genera efecte transformatoare multidimensionale asupra economiei, societății și mediului din Republica 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 naționale de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”, la angajamentele internaționale, precum și la integrarea în spațiul energetic european digital.

Secțiunea 1

Descrierea efectelor pe termen mediu și contribuția la indicatori strategici

113. 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 infrastructura digitalizată, permițând sistemului energetic să opereze ca o platformă integrată. RNLC va fi operațional cu 1,2 milioane de locuri de consum înregistrate din 1,5 milioane țintă, PNME va avea șapte 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 milioane de lei 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% de energie regenerabilă.

114. Consolidarea rezilienței și a securității sistemului se va realiza prin intermediul unei subdiviziuni specializate a ME, cu 15 specialiști și cu certificarea ISO 27001 a tuturor celor șapte operatori critici de stat. Timpul de detectare va fi redus sub o oră și remedierea se va face în patru ore pentru serviciile critice, cu procesarea a peste 200 de 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.

115. Democratizarea accesului la servicii energetice moderne se va manifesta prin instalarea a 265 000 de contoare inteligente din totalul de 500 000 și echiparea digitală a 50 000 de gospodării vulnerabile. Aceasta va permite pentru 35% dintre consumatori accesul la date în timp real prin aplicații mobile, 200 000 de consumatori vor beneficia de tarife dinamice economisind 10-15% din factură, iar 60 000 vor participa în programe de *demand response*. Eliminarea estimărilor și a erorilor de facturare pentru utilizatorii digitali va contribui la Obiectivul general 1 din SND 2030 privind creșterea veniturilor și atenuarea inegalităților.

116. Teoria schimbării validate prin lanțul de impact demonstrează transformarea sistemică: inputurile de 543,5 milioane de lei investiți în perioada 2026-2027 vor genera implementarea a 27 de acțiuni majore până în 2028, rezultând în sisteme digitale operaționale, care vor produce până în 2030 instalarea a 500 000 de contoare inteligente, integrarea a 600 MW surse

regenerabile și 50 MW capacitate de stocare, conducând la transformarea sistemică completă a domeniului până în 2035.

Secțiunea a 2-a Impact economic sistemic

117. Transformarea digitală va genera efecte economice directe prin reducerea pierderilor în rețele cu până la 200 de milioane de lei anual până în 2030 și economii operaționale de 20-25% prin automatizare și optimizare. Efectele indirecte includ atragerea a 1,8 miliarde de lei investiții private și crearea a 1 200 de 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-upuri specializate în soluții digitale energetice. În consecință, transformarea digitală a modelului economic va genera un impact economic multistratificat, cu efecte directe, indirecte și induse, astfel cum sunt prezentate în tabelul 20.

Tabelul 20

Matricea impactului economic multistratificat

Indicatorul economic	2026	2027	2028	2029	2030	Impactul cumulat
Eficiență operațională						
Reducere pierderi în rețea (milioane lei)	30	80	150	180	200	640 milioane de lei
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 (milioane lei)	364.5	338.5	519.8	310	275	1 807,8 milioane de lei
Investiții private atrase (milioane lei)	100	200	350	500	650	1 800 milioane de lei
Locuri de muncă create direct	200	500	800	1,000	1,200	1 200 permanente
Start-upuri 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 (milioane euro)	0	1	3	8	15	27 milioane de euro
Economii consumatori (milioane lei/an)	50	100	200	300	400	1 050 milioane de lei

Secțiunea a 3-a Impact social cuprinzător

118. Digitalizarea va transforma fundamental relația dintre consumatori și sistemul energetic, prin distribuția beneficiilor sociale pe categorii de consumatori, conform tabelului 21.

Tabelul 21

Distribuția beneficiilor sociale pe categorii de consumatori

Categoria	Numărul beneficiarilor	Impactul specific 2028	Impactul 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%	
Industrie	500	Monitorizare real-time: 80% Optimizare: 20% Întreruperi: -60%	Contracte inteligente: 50% Optimizare: 30% Carbon neutral: 20%	

119. Transformarea digitală va reconfigura piața muncii în domeniul energetic, prin evoluțiile detaliate în tabelul 22.

Tabelul 22

Transformarea pieței muncii în domeniul energetic

Indicatorul de ocupare	2026	2028	2030	Detalii
Locuri noi create direct	200	800	1 200	ME (15), RNLC/PNME (50), operatori digitali (500+), suport (635)
Recalificare profesională	150	600	1 000	Din cititori contoare, dispeceri tradiționali, personal administrativ
Specialiști în 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, axare pe competențe digitale și securitate

Secțiunea a 4-a

Impact administrativ și instituțional

120. Eficiența administrării publice prin digitalizare va transforma radical capacitatea administrativă și de guvernare în domeniul energetic, cu efecte pe termen mediu detaliate în tabelul 23.

Tabelul 23

Eficiența administrării publice energetice prin digitalizare

Procesul	Situația 2025	Situația 2028	Situația 2030	Impactul
Conectare nouă	30-45 de 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 de operatori)	Decizie integrată PNME
Participare publică	Consultări fizice	Portal online + aplicație	AI chatbot 24/7	50x participanți
Audit conformitate	Manual, anual	Semiautomat ME	Continuu automatizat	365 zile/an monitorizare

121. 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 Republicii Moldovei într-un hub regional pentru inovație digitală în energie până în 2030, conectând cel puțin trei țări vecine.

Secțiunea a 5-a

Impactul asupra mediului și contribuția la obiectivele climatice

122. Digitalizarea este catalizatorul fundamental pentru neutralitatea climatică, sprijinind tranziția verde și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, aspecte reflectate în tabelul 24.

Tabelul 24

Indicatori de impact asupra mediului și tranziției verzi

Indicatorul mediu	2026	2027	2028	2029	2030	Contribuția strategică
Emisii CO₂ evitate (mii tone/an)	200	500	1.000	1.500	2.500	PNIEC: -70% până în 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

123. 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, prin programul național de reciclare din 2029 și prin atingerea unei rate de reciclare de 90% pentru componente electronice până în 2030.

Secțiunea a 6-a

Impactul asupra grupurilor specifice

124. În cadrul prezentului Program următoarele impacturi prin analiza granulară a beneficiilor pentru fiecare grup vulnerabil sau specific se definesc conform tabelului 25.

Tabelul 25

Analiza impactului pentru grupuri vulnerabile și specifice

Grupul-țintă	Dimensiunea	Barierile actuale	Impactul 2028	Impactul 2030	Măsurile 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 digitale 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-upuri energie	3 000 formați 800 locuri create 30 business digitale	Hub-uri rurale (5) e-Learning 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 vârsta a 3-a Voluntari tineri Ghiduri print+video
Persoane cu 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 ținută Participare activă

Secțiunea a 7-a
Sustenabilitatea impactului pe termen lung

125. Sustenabilitatea financiară va fi asigurată prin modelul de afaceri autosustenabil din 2029, cu economii anuale de peste 400 de milioane de lei 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 de milioane de lei anual reinvestiți începând cu 2030 vor asigura dezvoltarea continuă. Parteneriatele public-private vor facilita investițiile pentru scalare după 2030.

126. Sustenabilitatea tehnologică se va baza pe actualizarea continuă a sistemelor prin principiul evergreen IT, evitarea dependenței de furnizori unici

prin utilizarea standardelor deschise și a soluțiilor open-source, sisteme care învață și se optimizează continuu prin algoritmi ML/AI și prin pregătirea infrastructurii pentru următoarea generație tehnologică.

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

128. 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 de start-upuri în ecosistem, neutralitate climatică în domeniul energetic cu 600 MW surse regenerabile integrate și 150 MW 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

Matricea centralizată a costurilor Programului

129. Prezentul compartiment detaliază resursele financiare necesare pentru implementarea prezentului Program, 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 în etapa planificării.

130. Prezentul Program 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, la eficiența operațională și administrativă,

precum și la atingerea neutralității climatice până în 2030. Estimările financiare pentru atingerea acestor obiective sunt prezentate în tabelul 26.

Tabelul 26

Centralizator al costurilor Programului (mii lei)

Obiectivul specific	Codul subprogramului bugetar	2026	2027	2028	2029	2030	Costurile totale
Obiectivul general 1. Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în anul 2030							
Obiectivul specific 1.1. Modernizarea digitală și integrarea, până în 2028, a cel puțin 80% din infrastructura critică energetică 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
Obiectivul specific 1.2. Asigurarea, până în 2030, a accesului la contoare inteligente pentru cel puțin 40% din consumatorii casnici, cu prioritate pentru 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
Obiectivul specific 1.3. Automatizarea și monitorizarea digitală în timp real a cel puțin 90% din procesele operaționale critice până în 2028		-	-	-	-	-	-
Costuri acoperite din bugetul de stat		-	-	-	-	-	-
Costuri acoperite din asistență externă		-	-	-	-	-	-
Costuri neacoperite		-	-	-	-	-	-
Obiectivul general 2. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030							
Obiectivul specific 2.1. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2026, a monitorizării 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică ale operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și directivele UE (inclusiv Directiva NIS2)		35 000	20 000	20 000	0	0	75 000
Costuri acoperite din bugetul		0	0	0	0	0	0

de stat							
Costuri acoperite din asistență externă		0	0	0	0	0	0
Costuri neacoperite		35 000	20 000	20 000	0	0	75 000
Obiectivul specific 2.2. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2027, a certificării tuturor operatorilor de infrastructură critică energetică conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor Directivei 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
Obiectivul specific 2.3. Asigurarea, până în 2028, a reducerii timpului de recuperare după incidente cibernetice cu impact semnificativ la maximum patru ore pentru serviciile critice		70 000	70 000	0	0	0	140 000
Costuri acoperite din bugetul de stat		0	0	0	0	0	0
Costuri acoperite din asistență externă		6 500	6 500	0	0	0	13 000
Costuri neacoperite		63 500	63 500	0	0	0	127 000
Obiectivul general 3. Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 2030							
Obiectiv specific 3.1. Asigurarea, până în 2030, a unei capacități de integrare de 600 MW din surse regenerabile, susținute de digitalizarea avansată 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
Obiectivul specific 3.2. Asigurarea, până în 2030, a reducerii cu cel puțin 20% a consumului de energie în orele de vârf prin digitalizarea 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. Asigurarea, până în 2029, a operaționalizării sistemelor digitale pentru gestionarea unei capacități de stocare a energiei de minimum 50 MW		8 000	15 000	22 000	25 000	0	70 000
Costuri acoperite din bugetul de stat		0	0	0	0	0	0

Costuri acoperite din asistență externă		0	0	0	0	0	0
Costuri neacoperite		8 000	15 000	22 000	25 000	0	70 000
Total cost program		364 500	338 500	519 800	310 000	275 000	1 807 800
Costuri acoperite din bugetul de stat		0	0	0	0	0	0
Costuri acoperite din asistență externă		207 400	23 300	16 800	0	0	247 500
Costuri neacoperite		157 100	315 200	503 000	310 000	275 000	1 560 300

Secțiunea a 2-a

Detalierea costurilor pentru obiectivele specifice

131. Costul total estimat pentru Obiectivul specific 1.1. Modernizarea digitală și integrarea, până în 2028, a cel puțin 80% din infrastructura critică energetică într-un sistem unificat de monitorizare este de 135 000 mii de lei, din care 42 000 mii de lei sunt acoperite din asistență externă, iar 93 000 mii de lei rămân neacoperite. Componentele principale includ RNLC și PNME, cu un cost total estimat de 100 000 mii de lei, distribuit astfel: 20 000 mii de lei în 2026 reprezentând 20% din total, 40 000 mii de lei în 2027 reprezentând 40%, și 40 000 mii de lei în 2028 pentru ultimele 40%. Pentru RNLC există o finanțare parțială de 7 000 mii de lei disponibilă prin PNUD Moldova, distribuită proporțional pe cei trei ani de implementare cu 1 400 mii de lei în 2026, 2 800 mii de lei în 2027 și 2 800 mii de lei în 2028. PNME rămâne complet neacoperit, rezultând un deficit total de finanțare de 93 000 mii de lei pentru care urmează identificarea resurselor din asistență externă.

132. Sistemul informațional național din domeniul eficienței energetice SIA SINEE, conform Hotărârii Guvernului nr. 144/2025 cu privire la aprobarea Conceptului Sistemului informațional național în domeniul eficienței energetice, necesită investiții de 35 000 mii de lei, distribuite cu 7 000 mii de lei în 2026, 14 000 mii de lei în 2027 și 14 000 mii de lei în 2028. Această componentă este în mare parte acoperită prin negocieri în curs cu GIZ și Banca Mondială.

133. Investiția totală pentru contorizarea inteligentă conform *Obiectivului specific 1.2. Asigurarea, până în 2030, a accesului la contoare inteligente pentru cel puțin 40% din consumatorii casnici, cu prioritate pentru zonele urbane și gospodăriile vulnerabile* se ridică la 1 194 900 mii de lei. Componentele principale includ achiziția și instalarea a 500 000 de unități de contoare inteligente cu un cost total de 1 162 500 mii de lei, calculat la un preț mediu de 2 500 de lei per unitate. Distribuția pe ani prevede instalarea a 65 000 de contoare în 2026 cu o investiție de 162 500 mii de lei acoperită integral prin finanțarea de la Guvernul Italiei prin PNUD, 50 000 de contoare în 2027 reprezentând 125 000 mii de lei acoperite parțial, 150 000 de contoare în 2028 necesitând 375 000 mii de lei neacoperite, 100 000 de contoare în 2029 cu 250 000 mii de lei neacoperite și 100 000 de contoare în 2030 cu aceeași valoare de 250 000 mii de lei neacoperite. Platformele HES și MDM necesită o investiție de

30 000 mii de lei în 2026, sumă acoperită prin PNUD Moldova. Studiul de fezabilitate ADMS estimat la 2 400 mii de lei rămâne neacoperit.

134. Pentru Obiectivul specific 1.3. Automatizarea și monitorizarea digitală în timp real a cel puțin 90% din procesele operaționale critice până în 2028, costurile nu sunt incluse în bugetul Programului. Modernizarea sistemelor industriale 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 de lei.

135. Investiția totală pentru Obiectivul specific 2.1. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2026, a monitorizării 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică ale operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și directivele UE (inclusiv Directiva NIS2), costul total estimat este de 75 000 mii de lei. Acesta include implementarea infrastructurii hardware și software de securitate cibernetică, precum și certificarea sistemelor de securitate conform standardelor ISO/IEC 27001 și Directivei NIS2. Resursele sunt așteptate exclusiv din asistență externă, inclusiv PNUD, UE și alți parteneri internaționali, fără implicarea bugetului de stat.

136. Costul total pentru *Obiectivul specific 2.2. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2027, a certificării tuturor operatorilor de infrastructură critică energetică conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor Directivei NIS2* pentru certificarea celor șapte operatori de stat este de 17 900 mii de lei. Pentru operatorii mici, care includ trei entități precum SA „CET-Nord”, SA „FEE-Nord”. și Î.S. „Nodul Hidroenergetic Costești”, costul per operator variază între 1 500 și 2 600 mii de lei, totalizând între 4 500 și 7 800 mii de lei. Pentru operatorii medii, reprezentați de patru entități precum SA „RED-Nord”, SA „Termoelectrica”, Î.S. „Moldelectrica” și SA „Energocom”, costul per operator este între 2 200 și 3 600 mii de lei, însumând între 8 800 și 14 400 mii de 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 Directiva NIS2, precum și training pentru personal și elaborarea procedurilor necesare. Distribuția costurilor prevede 7 000 mii de lei în 2026 pentru analiza decalajelor, elaborarea procedurilor și training, 9 500 mii de lei în 2027 pentru audit și certificare propriu-zisă și 1 400 mii de lei în 2028 pentru supravegherea anuală. Operatorii privați vor suporta costuri similare din surse proprii, conform planurilor investiționale aprobate de ANRE.

137. Investiția totală pentru Obiectivul specific 2.3. Asigurarea, până în 2028, a reducerii timpului de recuperare după incidente cibernetice cu impact semnificativ la maximum patru ore pentru serviciile critice pentru cei 7 operatori de stat este de 140 000 mii de lei, dintre care 13 000 mii de lei sunt acoperite din asistență externă, iar 127 000 mii de lei rămân neacoperite. Pentru fiecare operator sunt estimate costuri de aproximativ 20 000 mii de lei, care includ soluții software de securitate cu licențe pe 36 de 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 de lei în 2026 și 2027. Finanțarea parțială de 13 000 mii de lei este confirmată de la PNUD Moldova, rezultând un deficit de 127 000 mii de lei. Operatorii privați vor implementa măsuri similare din resurse proprii, cu costuri estimate între 20 și 40 milioane de lei per operator.

138. Investiția totală pentru Obiectivul specific 3.1. Asigurarea, până în 2030, a unei capacități de integrare de 600 MW din surse regenerabile, susținută de digitalizarea avansată a rețelelor energetice pe perioada 2026-2030 este de 100 000 mii de 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 de peste 95%, integrând date geospațiale și stații meteo locale, cu un cost estimat între 15 000 și 20 000 mii de lei, care va genera beneficii prin reducerea dezechilibrelor cu 40% și optimizarea dispecerizării. Virtual Power Plant pentru agregarea și optimizarea a peste 300 de surse distribuite și management centralizat al prosumatorilor necesită între 25 000 și 30 000 mii de 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 de lei, oferind timp de răspuns mai puțin de o secundă și conformitate cu codul de rețea. Energy Management System avansat pentru optimizare multiobiectiv și algoritmi de machine learning pentru balansare necesită între 25 000 și 30 000 mii de lei, cu beneficii estimate în reducerea costurilor de balansare cu 30%. Distribuția costurilor prevede 15 000 mii de lei în 2026 pentru studii, design și pilot, câte 25 000 mii de lei anual în 2027-2028 pentru implementare și câte 17 500 mii de lei anual în 2029-2030 pentru extindere și optimizare.

139. Costul total pentru Obiectivul specific 3.2. Asigurarea, până în 2030, a reducerii cu cel puțin 20% a consumului de energie în orele de vârf prin digitalizarea managementului cererii pe perioada 2026-2030 este de 75 000 mii de lei, integral neacoperit. Platformele digitale pentru managementul cererii includ Demand Response Management System pentru o platformă centralizată,

deservind peste 100 000 de consumatori cu automatizare de evenimente și cu compensații, estimat între 20 000 și 25 000 mii de lei, generând beneficii prin reducerea vârfului cu 100-150 MW și economii de 200 de milioane de 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 de lei, stimulând consumul în orele cu producție regenerabilă mare. Aplicațiile mobile pentru consumatori cu vizualizare consum, tarifyare, recomandări și gamificare necesită între 10 000 și 12 000 mii de 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 de lei, valorificând flexibilitate de peste 50 MW. Distribuția include 10 000 mii de lei în 2026 pentru dezvoltare platforme-pilot, câte 20 000 mii de lei anual în 2027-2028 pentru implementare națională și câte 12 500 mii de lei anual în 2029-2030 pentru optimizare și funcționalități noi.

140. Investiția totală pentru Obiectivul specific 3.3. Asigurarea, până în 2029, a operaționalizării sistemelor digitale pentru gestionarea unei capacități de stocare a energiei de minimum 50 MW pe perioada 2026-2029 este de 70 000 mii de lei, neacoperită integral. Sistemele digitale pentru gestionarea stocării includ Battery Management System centralizat pentru monitorizare și control a peste 20 de locații de stocare, cu optimizare durată de viață baterii, estimat între 15 000 și 18 000 mii de 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 de lei, generând venituri de peste 50 milioane de 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 de lei, maximizând profitul cu ROI sub cinci 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 de lei, optimizând utilizarea resurselor distribuite. Distribuția prevede 8 000 mii de lei în 2026 pentru studii de fezabilitate și design, 15 000 mii de lei în 2027 pentru dezvoltare platforme, 22 000 mii de lei în 2028 pentru implementare și integrare și 25 000 mii de lei în 2029 pentru extindere capacitate.

Secțiunea a 3-a

Asigurarea finanțării și sustenabilitatea Programului

141. Analiza financiară identifică un deficit de finanțare de 1 560 300 mii de lei, reprezentând 86,3% din costul total al Programului. Sursele de finanțare confirmate totalizează 247 500 mii de lei sau 13,7%, care provin de la Guvernul

Italiei prin PNUD, cu 192 500 mii de lei pentru contoare inteligente și platforme HES+MDM, GIZ și Banca Mondială cu 35 000 mii de lei pentru SIA SINEE, PNUD Moldova cu 7 000 mii de lei pentru RNLC și 13 000 mii de lei pentru reziliența cibernetică.

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

143. 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 cu Directiva 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.

144. 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, de sistemele pentru integrare regenerabile conform angajamentelor climatice, și de platformele de management al cererii și stocare.

145. 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, în conformitate cu metodologiile și regulamentele aprobate de ANRE. 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**

146. 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 nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică și Directivei NIS2, statutul 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.

147. Perioada de implementare este stabilită pentru anii 2026-2030, cu accent pe primii trei 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.

148. Investiția totală de 1 807 800 mii de lei, echivalentul a aproximativ 90,4 milioane de euro, va genera beneficii substanțiale. Reducerea pierderilor tehnice cumulative pe tot lanțul valoric tehnologic de până la 40% poate genera economii consolidate de circa 150 de milioane de lei anual. Reducerea costurilor operaționale pentru toți operatorii cu 20-25% va genera economii suplimentare de până la 200 milioane de lei anual. Integrarea a 600 MW surse regenerabile va atrage investiții private de peste două miliarde de lei, reducerea emisiilor CO₂ cu 2,5 milioane tone anual până în 2030, crearea a peste 1 200 de locuri de muncă în domeniul digital-energetic și îmbunătățirea calității serviciilor pentru 1,2 milioane de consumatori. Perioada de recuperare a investiției este estimată la 5-7 ani prin economiile generate și veniturile suplimentare.

149. 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 prezentului Program se va sprijini pe capacitatea operatorilor de a accesa și a 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

150. 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

Cadrul metodologic de evaluare a riscurilor

151. 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 și 50% și ridicate pentru probabilitate peste 50%. Scala de evaluare a impactului consideră impactul scăzut pentru întârzieri sub trei 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 șase luni și costuri peste 15% din buget.

152. Scorul riscurilor rezultă din multiplicarea probabilității cu impactul, generând valori între unu și nouă. 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

153. Registrul consolidat al riscurilor identificate reprezintă cadrul de referință în care sunt reunite și sistematizate rezultatele procesului de analiză a riscurilor realizat la nivelul prezentului Program. 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.

154. 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

Codul	Denumirea riscului	P	I	Scor (P x I)	Măsurile de atenuare	Responsabilul	Termenul
Riscuri tehnologice							
RT1	Întârzieri majore în implementarea tehnologiilor digitale avansate 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	3	3	9	Implementare etapizată prin proiecte-pilot scalabile 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)	ME	Monitorizare continuă
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 preimplementare Programe bug bounty pentru detectare proactivă Soluții backup cu RTO < patru 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 fluctuațiile valutare pot	2	3	6	Implementare etapizată cu puncte decizionale go/no-go Mecanisme prefinanțare pentru proiecte prioritare Instrumente hedging valutar pentru contracte	ME	Trimestrial

	afecta implementarea completă				în valută Diversificare surse finanțare		
RF2	Depășiri de costuri și cheltuieli neeligibile Costuri suplimentare neprevăzute, erorile de planificare sau cheltuielile 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 <i>ex-ante</i> pentru cheltuieli >100 000, lei	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 de securitate cibernetică și protecția datelor	3	2	6	Grup de lucru permanent pentru 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 de zile Mecanisme de escaladare pentru blocaje Asistență juridică dedicată	ANRE ME	T2 2026
Riscuri de resurse umane							
RU1	Lipsa competențelor digitale specializate Deficit acut de specialiști calificați din cauza emigrării, competiției salariale și lipsei programelor educaționale adaptate	3	3	9	Burse pentru studii în domeniul energetic și TIC (500 de burse/an) Parteneriate cu instituții de învățământ superior Scheme retenție sector public (bonusuri, dezvoltare) Atragere expertiză pe termen scurt (consultanți) Programe de recalificare profesională (2000 de persoane recalificate/an) Salarii competitive poziții critice	MEC ME	T4 2026
RU2	Rezistența la schimbare organizațională Rezistența angajaților și managementului față de transformarea	2	2	4	Campanii interne comunicare și conștientizare Programe structurate change management Stimulente pentru	Toți operatorii	Continuu

	digitală				adoptare timpurie Identificare și recompensare „campioni digitali” Garanții de recalificare profesională și reîncadrare de personal afectat		
Riscuri operaționale							
RO1	Întreruperi de serviciu în timpul tranziției Perturbări ale furnizării energiei în perioada de migrare către sisteme noi	2	3	6	Strategii de 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
RO2	Lipsa interoperabilității între sisteme Sisteme digitale care nu comunică eficient între ele	2	2	4	Standarde tehnice obligatorii în achiziții Teste de 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 de 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, a accesului limitat la internet și a barierelor financiare	3	3	9	Centre de asistență digitală în primării și oficii poștale Interfețe simplificate multilingve (RO, RU, GĂ, UA) Design adaptat pentru vârstnici și persoane cu dizabilități Linie telefonică gratuită 8/5 pentru asistență Alternative nondigitale pentru servicii esențiale	ANRE, ME	Continuu
RS2	Creșterea tarifelor în perioada de tranziție Investițiile de 1.5 miliarde MDL pot genera presiuni tarifare	3	2	6	Fond compensare pentru gospodării vulnerabile Implementare graduală pe zone cu potențial economii	ME, ANRE	Continuu

	de 10-15% peste inflație în 2026-2028, afectând disproporționat gospodăriile cu venituri reduse				Tarife sociale diferențiate automate Plafonare temporară creșteri maxime 5%/an Campanie comunicare transparentă despre beneficii		
RS3	Dezinformare 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 de informare pe 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

155. 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 prezentului Program – transformarea digitală a domeniului energetic, fapt care permite focalizarea acțiunilor asupra aspectelor esențiale pentru modernizarea infrastructurii și a proceselor în domeniu.

156. Corelarea riscurilor cu măsurile de monitorizare și atenuare asigură premise favorabile pentru implementarea etapizată și sustenabilă a transformării digitale, consolidând încrederea că prezentul Program 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 guvernanta și procesul de management al riscurilor

157. Structura de guvernanta pentru managementul riscurilor include un comitet de risc cu întruniri lunare și raportare trimestrială către Guvern, un manager de risc dedicat prezentului Program, care raportează direct secretarului

de stat, și responsabili de risc desemnați în fiecare instituție implementatoare. Procesul continuu de management și monitorizare a riscurilor este prezentat în tabelul 29.

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	Harta 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

158. În cadrul prezentului Program se propun următorii indicatori-cheie pentru monitorizarea riscurilor (KRI) și pragurile de alertă, conform tabelului 30.

Tabelul 30

Indicatori-cheie pentru monitorizarea riscurilor (KRI) și pragurile de alertă

KRI	Descriere	Verde	Galben	Roșu	Frecvență
KRI-1	Riscuri materializate/trimestru	<2	2-4	>4	Trimestrial
KRI-2	Timp de 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 cibernetice cu impact semnificativ	0	1-2	>2	Lunar
KRI-8	Părți interesate – satisfacție	>80%	60-80%	<60%	Trimestrial

Secțiunea a 6-a

Lecții învățate și îmbunătățire continuă

159. 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 a evoluției contextului de implementare.

Capitolul IX

AUTORITĂȚI ȘI INSTITUȚII RESPONSABILE

160. Realizarea cu succes a prezentului Program 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 Planul de acțiune UE pentru digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552 final).

161. Arhitectura instituțională prevăzută de prezentul Program se aliniază cadrului normativ stabilit prin Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică, evitând suprapunerea competențelor și respectând delimitarea responsabilităților dintre autoritățile de securitate cibernetică și cele de reglementare energetică.

Secțiunea 1

Structura de guvernare a Programului

162. În vederea coordonării tehnice și operaționale a implementării prezentului Program, se instituie Comitetul sectorial tehnic de coordonare pentru digitalizarea și securitatea energetică (în continuare – *Comitet sectorial tehnic*), care reprezintă structura decizională supremă a Programului.

163. Comitetul sectorial tehnic se instituie prin ordin al ministrului Energiei și este o structură funcțională (a se vedea tabelul 31), fără personalitate juridică, având următoarea componență și organizare:

163.1. este prezidat de ministrul Energiei, care coordonează executiv toate activitățile prevăzute de prezentul Program;

163.2. în calitate de membri permanenți sunt: ministrul Dezvoltării Economice și Digitalizării, ministrul Educației și Cercetării și ministrul Muncii și Protecției Sociale;

163.3. în calitate de membri consultanți sunt: un reprezentant desemnat al Prim-ministrului – în calitate de garant al implementării strategice a Programului și a coerenței cu politicile naționale, directorul ASC, directorul ANRE și directorul SIS, cu rol exclusiv de expertiză și consultanță tehnică. Participarea acestora nu substituie și nu prejudiciază în niciun fel atribuțiile legale și procedurile decizionale ale autorităților și ale instituțiilor pe care le reprezintă, fiecare exercitându-și mandatul strict în limitele stabilite de cadrul normativ

aplicabil, inclusiv Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică, legislația sectorială în domeniul energetic și cadrul normativ privind activitatea SIS;

163.4. suportul administrativ și secretariatul Comitetului sectorial tehnic este asigurat de către Ministerul Energiei.

164. Comitetul sectorial tehnic are un rol tehnic și operațional, având ca obiect al atribuțiilor sale:

164.1. monitorizarea implementării acțiunilor și indicatorilor prezentului Program;

164.2. alinierea proceselor între operatori;

164.3. schimbul de date și informații relevante;

164.4. raportarea către Ministerul Energiei a părții ce vizează implementarea prezentului Program;

164.5. înaintarea deciziilor și politicilor cu caracter strategic, validate de Comitetul sectorial tehnic, spre aprobare pe platforma Comitetului interministerial pentru planificare strategică.

Tabelul 31

Componenta și structura Comitetului sectorial tehnic

Funcția	Titularul	Rolul principal
Președinte	Ministrul Energiei	Coordonare executivă
Membri permanenți	Ministrul Dezvoltării Economice și Digitalizării Ministrul Educației și Cercetării Ministrul Muncii și Protecției Sociale	Politici sectoriale
Membri consultanți	Directorul ASC Un reprezentant desemnat al Prim-ministrului Directorul ANRE Directorul SIS	Expertiză tehnică și securitate
Secretariat	Ministerul Energiei	Suport administrativ

165. Atribuțiile principale ale Comitetului sectorial tehnic includ:

165.1. aprobarea deciziilor strategice cu impact major asupra prezentului Program;

165.2. monitorizarea trimestrială a progresului general față de indicatorii asumați;

165.3. soluționarea escaladărilor și a conflictelor interministeriale;

165.4 asigurarea corelării tuturor măsurilor de securitate cibernetică din domeniul energetic cu cadrul național instituit, în conformitate cu Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică;

165.5. aprobarea realocărilor bugetare majore aferente domeniului energiei, care depășesc 10% din bugetul anual și validarea parteneriatelor strategice internaționale în domeniul energiei.

166. Comitetul sectorial tehnic nu are atribuții de planificare strategică generală sau bugetară, acestea rămânând în competența Comitetului interministerial pentru planificare strategică.

167. Deciziile, recomandările și rapoartele Comitetului sectorial tehnic se transmit Ministerului Energiei, care le prezintă, în funcție de obiectul lor, Comitetului interministerial pentru planificare strategică, în scopul asigurării corelării la nivel național și al evitării suprapunerii atribuțiilor instituționale.

168. Comitetul sectorial tehnic se întrunește trimestrial în ședințe ordinare sau, la necesitate, în ședințe extraordinare.

169. Implementarea operațională este susținută de patru grupuri tehnice de lucru specializate, fiecare coordonat de instituția cu competența relevantă și având în componență între șase și 10 experți din sectorul public și cel privat (a se vedea tabelul 32).

Tabelul 32

Structura și atribuțiile grupurilor tehnice de lucru

GTL	Coordonator	Focus	Membri	Frecvență
GTL1 – Infrastructură	MDDED	Infrastructură digitală, interoperabilitate	8-10	Lunar
GTL2 – Securitate	ASC	Securitate cibernetică sectorială, reziliență, implementarea standardelor și a reglementărilor în conformitate cu Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică și cu cerințele Directivei NIS2	6-8	Lunar
GTL3 – Competențe	MEC	Formare, curricula, certificare	8-10	Lunar
GTL4 – Incluziune	MMPS	LNOB, grupuri vulnerabile	8-10	Lunar

Secțiunea a 2-a

Autoritățile și instituțiile responsabile, rolurile specifice

170. Ministerul Energiei își asumă rolul de coordonator principal al prezentului Program, având responsabilități strategice (a se vedea tabelul 33) care includ:

- 170.1. coordonarea generală a implementării prezentului Program;
- 170.2. elaborarea și actualizarea cadrului normativ sectorial;
- 170.3. monitorizarea realizării obiectivelor specifice;
- 170.4. coordonarea și implementarea măsurilor de securitate cibernetică în domeniul energetic, în cooperare cu autoritățile competente conform Legii nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică;
- 170.5. raportarea către Guvern și partenerii de dezvoltare a nivelului de implementare a prezentului Program;
- 170.6. asigurarea interfeței cu Comisia Europeană și ENTSO-E, precum și garantarea alinierii la acquis-ul energetic digital;
- 170.7. coordonarea și asigurarea implementării măsurilor de digitalizare a sectorului energetic, inclusiv prin inițierea și gestionarea parteneriatelor public-private și atragerea investițiilor private, cu obiectivul de a încheia minimum cinci

parteneriate majore și de a atrage cel puțin 200 de milioane de lei investiții private.

Tabelul 33

Responsabilități operaționale ale Ministerului Energiei pe obiective

Obiectivul	Responsabilitatea	Indicatorul de succes	Termenul
OS 1.1	Conduce modernizarea infrastructurii	80% digitalizare	2028
OS 1.2	Supervizarea contorizării inteligente	500k instalate	2030
OS 1.3	Monitorizarea automatizării	90% procese	2028
OS 3.1	Facilitarea integrării SER	600 MW	2030
OS 3.3	Dezvoltare stocare	50 MW	2029

171. Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică deține responsabilități critice în:

171.1. actualizarea cadrului de reglementare pentru digitalizarea domeniului energetic;

171.2. aprobarea metodologiilor tarifare pentru investiții smart (inteligente);

171.3. monitorizarea conformității operatorilor;

171.4. asigurarea, în limitele atribuțiilor prevăzute de Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică și de legislația sectorială, a elaborării cadrului de reglementare pentru integrarea sistemelor de contorizare inteligentă;

171.5. recunoașterea rezultatelor certificării sistemelor de contorizare inteligentă, realizate de organisme acreditate, în conformitate cu prevederile normative corespunzătoare;

171.6. protecția consumatorilor în mediul digital energetic;

171.7. elaborarea și adoptarea a patru pachete principale de reglementări esențiale pentru transformarea digitală, conform tabelului 34;

171.8. monitorizarea respectării de către operatori a cerințelor de securitate cibernetică prevăzute de legislația sectorială energetică, în corelare cu obligațiile stabilite prin Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică.

Tabelul 34

Pachete de reglementări ANRE pentru digitalizarea energetică

Pachetul	Conținutul	Termenul de adoptare	Impactul
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

172. Indicatorii de performanță pentru ANRE includ:

172.1. actualizarea a 100% din pachetele de reglementări necesare pentru alinierea la planul de digitalizare UE până la finele anului 2026;

172.2. optimizarea proceselor digitale de examinare a cererilor de aprobare a prețurilor și a tarifelor reglementate, în vederea reducerii duratei efective de analiză față de termenul maxim legal de 90 de zile, prevăzut de legislația sectorială;

172.3. asigurarea unei rate de conformitate a operatorilor de peste 95%.

173. În contextul prezentului Program, Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării deține următoarele responsabilități:

173.1. asigurarea coerenței cu Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova;

173.2. asigurarea, după 2030, a interoperabilității platformelor guvernamentale și energetice;

173.3. facilitarea parteneriatelor public-private în digitalizarea energetică;

173.4. sprijinirea atragerii investițiilor în tehnologii pentru domeniul energetic;

173.5. coordonarea GTL1 pentru infrastructura digitală;

173.6. asigurarea, cu suportul AGE, a integrării cu platforma de interoperabilitate (MConnect) și cu portalul MCabinet;

173.7. elaborarea și promovarea instrucțiunilor detaliate și a instrumentelor metodologice privind publicarea și reutilizarea informațiilor din sectorul public, în scopul uniformizării și standardizării procedurilor, al facilitării accesului la date și al creșterii transparenței instituționale, în conformitate cu art. 11 din Legea nr. 109/2025 privind datele deschise și reutilizarea informațiilor din sectorul public;

173.8. asigurarea respectării standardelor de publicare prevăzute la art. 16 alin. (5) din Legea nr. 109/2025 privind datele deschise și reutilizarea informațiilor din sectorul public;

173.9. sprijină Ministerul Energiei în facilitarea parteneriatelor public-private și a atragerii investițiilor private în domeniul digitalizării sectorului energetic, prin instrumente de politică economică și mecanisme de promovare a investițiilor, în scopul realizării obiectivului de minimum 5 parteneriate public-private majore încheiate și atragerea a cel puțin 200 de milioane de lei investiții private.

174. Agenția pentru Securitate Cibernetică (ASC):

174.1. elaborează și propune Guvernului spre aprobare cerințele de securitate specifice pentru infrastructura digitală critică energetică;

174.2. monitorizează conformitatea cu standardele și reglementările de securitate naționale și ale Directivei NIS2;

174.3. asigură coordonarea la nivel național a răspunsului la incidente cibernetice cu impact semnificativ, în colaborare cu autoritățile și cu operatorii din sectorul energetic;

174.4. coordonează metodologic GTL2 pentru securitate cibernetică, în limitele mandatului prevăzut de cadrul normativ aplicabil;

174.5. pentru obiectivele specifice 2.1-2.3:

174.5.1. oferă suport în fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în T4 2026;

174.5.2. facilitează conformarea operatorilor critici la cerințele de securitate cibernetică, inclusiv prin acțiuni de sprijin la certificarea acestora de către organismele competente, cu obiectivul ca 100% dintre operatorii critici să fie certificați până în 2027;

174.5.3. dezvoltă ghiduri și metodologii de securitate cibernetică sectoriale;

174.5.4. organizează patru exerciții naționale anuale;

174.6. monitoriza respectarea de către operatorii critici a indicatorilor de performanță în domeniul securității cibernetice, inclusiv timpul de răspuns la incidente critice (sub o oră), timpul de recuperare (RTO sub patru ore) și rata de conformitate (100%).

175. Atribuțiile prevăzute pentru ASC în cadrul prezentului Program se exercită strict în limitele mandatului stabilit prin securitatea cibernetică și la organizarea și funcționarea ASC, fără a substitui rolul autorităților competente din sectorul energetic.

176. Ministerul Educației și Cercetării (MEC) dezvoltă curricula pentru competențe digitale energetice, coordonează programele de formare și recalificare profesională, facilitează parteneriatele cu universitățile, sprijină cercetarea aplicată în domeniu și coordonează GTL3 pentru competențe digitale. Programul de formare coordonat de MEC este prezentat în tabelul 35.

Tabelul 35

Programul de formare coordonat de MEC pentru competențe digitale energetice

Categoria de 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
Recalificare 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

177. Autoritățile și instituțiile responsabile de implementarea prezentului Program colaborează cu autoritățile competente în domeniul securității

cibernetice în conformitate cu prevederile Legii nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică, asigurând coerența și evitarea suprapunerii atribuțiilor.

178. Operatorii de sistem și rețea – Î.S. „Moldelectrica” va investi 400 de milioane de lei până în 2030 pentru modernizarea sistemului SCADA național, pentru implementarea platformei digitale de balansare și pentru integrarea aprofundată cu ENTSO-E pentru piața unică. Întreprinderea cu Capital Străin „Premier Energy Distribution” SA și SA „RED-Nord” vor investi câte 300 de milioane de lei fiecare pentru instalarea a câte 250 000 de contoare inteligente, digitalizarea rețelelor MT/JT și implementarea sistemelor ADMS. SA „Termoelectrica” și SA „CET-Nord” vor investi împreună 200 de milioane de lei pentru digitalizarea sistemelor de termoficare și pentru implementarea managementului inteligent al cererii.

179. Parteneri de dezvoltare și finanțatori – Uniunea Europeană va oferi suport financiar de 300 de milioane de lei prin granturi, asistență tehnică pentru alinierea la acquis-ul comunitar, precum și transfer de bune practici din statele membre. Banca Mondială va acorda un împrumut de 200 de milioane de lei pentru smart grid, asistență tehnică pentru reformele tarifare, precum și pentru studii de fezabilitate pentru proiecte majore. BERD va cofinanța parteneriatele public-private cu 150 de milioane de lei, va oferi instrumente de garantare pentru investiții private și suport pentru dezvoltarea pieței de capital. GIZ împreună cu alți parteneri de dezvoltare vor furniza granturi pentru securitate cibernetică de 50 de milioane de lei, programe de formare și schimb de experiență, precum și suport în atragerea sectorului privat. Distribuirea responsabilităților-cheie între instituțiile naționale este prezentată în tabelul 36.

Tabelul 36

Matricea RACI pentru distribuirea responsabilităților-cheie

Activitatea	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

180. 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 (angajamentele și procedurile interinstituționale) a datelor între toți operatorii vor specifica API-urile, formatele și frecvența schimbului de date, iar procedurile de escaladare între ME și Comitetul sectorial tehnic vor clarifica termenele și responsabilitățile. Aceste protocoale sunt detaliate în tabelul 37.

Tabelul 37

Protocoale de colaborare interinstituțională

Tipul de protocol	Părțile	Conținutul	Termenul
Memorandum de înțelegere strategic	Toate instituțiile	Angajament, roluri	T1 2026
Acord de nivel de serviciu (SLA) operațional	Furnizori-beneficiari	Niveluri servicii, KPIs	T2 2026
Distribuirea datelor	Toți operatorii	API, formate, frecvență	T2 2026
Escaladare	ME – Comitetul sectorial tehnic	Proceduri, termene	T1 2026

181. Reuniunile de coordonare vor fi organizate cu frecvențe diferențiate: Comitetul sectorial tehnic 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 Comitetul sectorial tehnic, raport anual către Parlament și raportare în timp real prin dashboard digital.

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

Secțiunea a 4-a Monitorizarea performanței instituționale

183. 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. Pentru monitorizarea performanței instituțiilor, se utilizează indicatorii stabiliți în tabelul 38.

Tabelul 38. Indicatori de performanță instituțională

Instituția	KPI principal	Nivelul de referință 2025	Ținta 2028	Ținta 2030	Ponderea
------------	---------------	---------------------------	------------	------------	----------

ME	Realizare obiective Program	0%	60%	95%	25%
ANRE	Reglementări adoptate/plan	0%	80%	100%	15%
ME	Investiții private atrase	0	200M?milioane	450M?lei	15%
ASC	Incidente cibernetice cu impact semnificativ prevenite	N/A	95%	99%	20%
MEC	Specialiști certificați	0	620	1,000	15%

Secțiunea a 5-a Sustenabilitate instituțională

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

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

Capitolul X PROCEDURI DE MONITORIZARE, EVALUARE ȘI RAPORTARE

186. Pentru implementarea cu succes a prezentului Program, cu investiții totale de 1 807,8 milioane de lei, este importantă stabilirea unui cadru comprehensiv pentru sistemul de monitorizare, evaluare și raportare, aliniat la 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 Cadrul general de monitorizare și evaluare

187. Sistemul de monitorizare și evaluare a prezentului Program este aliniat integral la standardele europene pentru digitalizarea energetică, asigurând comparabilitatea cu statele UE și accesul la cofinanțare. 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

cofinanțare UE, în timp ce conformitatea GDPR Energy pentru 1,5 milioane de consumatori în RNLC va crește încrederea în aplicațiile mobile. Conformitatea cu Directiva NIS2 pentru cei șapte operatori certificați va garanta reziliența cibernetică conform standardelor UE. Aplicarea standardelor europene relevante este detaliată în tabelul 39.

Tabelul 39

Alinierea la standarde europene pentru digitalizarea energetică

Standardul european	Aplicarea în Program	Beneficiile
DESI (Indicele Economiei și Societății Digitale) Energy	Adaptare indicatori pentru RNLC, PNME, contoare inteligente	Comparabilitate cu statele UE pentru 500 000 de contoare
e-SENS	Interoperabilitate RNLC cu registre europene	Integrare în Spațiul European de Date
CEF Digital	Standarde pentru ME și platforme digitale	Acces la cofinanțare UE
GDPR Energy	Protecție date pentru 1,5 milioane de consumatori în RNLC	Creșterea încrederii în aplicații mobile
Directiva NIS2	Conformitate 100% pentru șapte operatori certificați	Reziliență cibernetică conform standardelor UE

188. Principiile operaționale includ monitorizarea în timp real prin sisteme digitale, cu 85% dintre datele colectate automat prin 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.

189. Monitorizarea se realizează pe trei niveluri distincte, interconectate după cum urmează:

189.1. la nivel strategic, Comitetul sectorial tehnic monitorizează trimestrial 45 de 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 de lei;

189.2. la nivel tactic, Ministerul Energiei monitorizează lunar peste 60 de indicatori de rezultat pentru cele nouă obiective specifice, coordonează 27 de acțiuni majore din Planul de acțiuni (a se vedea anexa) și asigură managementul integrat pentru cele trei obiective generale;

189.3. la nivel operațional, implementatorii și operatorii furnizează date în timp real de la 500 000 de contoare inteligente, jurnale de securitate de la ME, procesând peste 200 de 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

190. 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. Metodele și frecvențele de monitorizare sunt definite pentru indicatorii prezentați în tabelul 40.

Tabelul 40

Indicatori-cadru DESI adaptați pentru infrastructura digitală energetică

Dimensiunea DESI	Indicatorul specific	Nivelul de referință 2025	Ținta 2028	Ținta 2030	Metoda de colectare	Frecvența
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 de consum în RNLC	0	1,2M? milioane	1,5M milioane	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	Registrul 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	În timp real
5. Securitate digitală						
5.1.	Operatori ISO 27001	0/7	7/7	7/7	Certificate	Anual
5.2.	Timp de detectare	72h	<1h	<1h	Metrici de securitate cibernetică	Per incident
5.3.	Infrastructură monitorizată	0%	100%	100%	jurnale de evenimente	Continuu

191. 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 de locuri de consum pentru date cadastrale și tehnice, PNME cu 10 module pentru KPI operaționali agregați, HES+MDM pentru 500 000 de 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 de lei, cu verificare automată a coerenței datelor din surse multiple. Sursele de date automate și mecanismele de monitorizare financiară sunt completate de procedurile de validare și asigurare a calității, detaliate în tabelul 41.

Tabelul 41

Matricea de proceduri de validare și asigurare calitate a datelor

Nivelul de validare	Metodele	Criteriile de acceptare	Acțiunea la eșec	Responsabilul
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 aleatorie Verificarea sursei Revizuirea procesului	Zero erori materiale	Acțiune corectivă	Audit intern

**Secțiunea a 3-a
Calendarul și tipurile de evaluări**

192. Sistemul de monitorizare continuă operează prin dashboard-uri diferențiate pe audiență. Dashboard-ul executiv pentru Comitetul sectorial tehnic și miniștri prezintă în timp real progresul celor trei 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 de acțiuni, 60 de 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 de puncte de date, metrice de securitate și conformitate SLA, oferind acces API și analize ML. Dashboard-ul public pentru 1,2 milioane de 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. Funcționalitățile și categoriile de dashboard-uri sunt detaliate în tabelul 42.

Tabelul 42

Dashbord-uri diferențiate pe audiență

Tipul dashboard-ului	Utilizatorii	Indicatorii	Actualizarea	Funcționalitățile
Executiv	Comitetul sectorial tehnic, 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
Public	1,2 milioane de consumatori	Economii realizate CO ₂ evitat Servicii disponibile	Zilnic	Calculator personal, comparații, sfaturi
Vulnerabili	100k gospodării	Tarife sociale Asistență disponibilă Economii medii	Săptămânal	Limbaj simplu, grafice, audio

193. Sistemul de alertare automată funcționează cu cod roșu pentru întârzieri mai mult de 30 de zile sau depășiri de buget mai mult de 10%, cod galben pentru întârzieri 15-30 de zile sau depășiri 5-10% și notificări push pentru management și Comitetul sectorial tehnic. Aceste mecanisme sunt completate de calendarul și tipurile de rapoarte periodice, detaliate în tabelul 43.

Tabelul 43

Calendar și tipuri de rapoarte periodice

Tipul de raport	Frecvența	Deadline??	Conținutul	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 a 5-a	Toate cele 27 de acțiuni Execuție buget Riscuri majore	10-15	ME/ Comitetul sectorial tehnic	Sumar
Raport trimestrial	Trimestrial	Ziua a 15-a	45 de indicatori impact Stories vulnerabili Ajustări necesare	30-40	Comitetul sectorial tehnic	Integral
Raport anual	Anual	25 februarie	Evaluare completă ROI calculate Lecții învățate	80-100	Guvern	Public
Donatori	Conform acorduri	Variabile	Conform șabloanelor Focus pe impact Sustenabilitate	20-50	ME+Donator	Parțial
Raport de evaluare	2027, 2031	+6 luni	Independent	150+	Parlament	Da

194. Evaluarea intermediară din 2027 se va desfășura în T2-T3 2028, după 2,5 ani de implementare, și va avea ca scop progresul spre 500 000 de contoare, cu 265 000 instalate, ME deplin operațional, 400 MW SER integrate și impactul asupra 50 000 de gospodării vulnerabile. Evaluatorul va fi o firmă internațională independentă, cu experiență în digitalizarea energiei, selectată prin tender competitiv. Parametrii acestei evaluări sunt prezentați în tabelul 44.

Tabelul 44

Parametrii evaluării intermediare(2027)

Aspect	Detalii
Sincronizare	T2-T3 2028 (după 2,5 ani de implementare)
Focus	Progres spre 500 000 de contoare (265 000 instalate) ME deplin operațional 400 MW 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
Rezultate livrabile	Raport de inițiere Proiect de raport Recomandări pentru ajustarea perioadei 2029-2030 Bune practici pentru scalare Plan de mobilizare deficit finanțare Atelier de lucru pentru părțile interesate Raport final + plan de acțiune pentru ajustarea Programului

195. Evaluarea finală a prezentului Program se efectuează în anul 2031, după încheierea perioadei de implementare 2026-2030, în baza criteriilor de relevanță, eficiență, eficacitate, durabilitate, impact și coerență, conform legislației privind planificarea strategică. Evaluarea finală se realizează de o entitate independentă, cu experiență internațională relevantă în domeniul digitalizării sectorului energetic, selectată prin proceduri competitive. Evaluarea are ca scop măsurarea progresului conform obiectivelor generale, obiectivelor specifice și indicatorilor stabiliți în prezentul Program, precum și formularea, în raportul de evaluare, a recomandărilor pentru politicile și programele ulterioare din domeniu. Specificațiile acestei evaluări sunt prezentate în tabelul 45.

Tabelul 45

Specificațiile evaluării finale (2031)

Aspect	Specificații
Domeniu de aplicare	Toate cele 3 OG, 9 OS, 27 de acțiuni, 1,2 milioane de 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 de pagini, cu recomandări pentru Programul 2031-2035

Secțiunea a 4-a Responsabilități specifice de raportare

196. 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. Responsabilitățile aferente raportării sunt prezentate în tabelul 46.

Tabelul 46

Matricea RACI pentru responsabilități de raportare

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

197. Prezentul Program va opera prin URL dedicat digital.energie.gov.md, cu conținut actualizat permanent pentru toate categoriile de utilizatori. Structura portalului digital este prezentată în tabelul 47.

Tabelul 47

Structura portalului digital al Programului

Secțiune	Conținut	Actualizare	Funcționalități
Panou de bord	Progres 500 000 de contoare MW SER integrate Economii realizate CO ₂ 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

198. Strategia de comunicare diferențiată va fi centrată pe diverse categorii de beneficiari cu informații specifice prin varii canale de promovare a informațiilor conform formatului preferat. Canalele și formatele de comunicare pentru fiecare categorie de beneficiari sunt detaliate în tabelul 48.

Tabelul 48

Strategia de comunicare diferențiată pe segmente

Segmentul	Dimensiunea	Info specifice	Canalele prioritare	Formatul preferat
Decidenți	200	ROI, riscuri, progres	Email brief, dashboard	Sumar executiv – două 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

199. Colectarea feedback-ului se realizează prin metode proactive care includ sondaje trimestriale online cu minimum 1 000 de 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 de zile, raport trimestrial către Comitetul sectorial tehnic și publicarea rezumatului cu măsurile adoptate. Acest proces este detaliat în tabelul 49.

Tabelul 49

Implementare ciclului Kaizen pentru îmbunătățire continuă

Faza	Activitățile	Sincronizarea	Responsabilul	Rezultatul
1. Identificare	Analiza feedback Audit procese Analiză comparativă	Lunar	ME	Registrul de probleme identificate
2. Analiză	Cauza de bază Evaluarea impactului Proiectarea soluțiilor	Două săptămâni	GTL	Planul de îmbunătățire
3. Implementare	Testare pilot Instruire Implementare	1-3 luni	Implementatori	Procesul actualizat
4. Verificare	Monitorizare KPI Satisfacția utilizatorilor Creșterea eficienței	Trei luni	Echipa de M&E	Raportul de impact
5. Standardizare	Documentație Extindere Partajarea cunoștințelor	Continuu	Toți	Practicile standardizate documentate

Secțiunea a 7-a Integrare cu sistemele naționale

200. Interoperabilitatea funcțională și semantică se asigură cu prin:

200.1. platforma guvernamentală de interoperabilitate (MConnect), în calitate de platformă guvernamentală de interoperabilitate;

200.2. platforma tehnologică guvernamentală comună (MCloud) – pentru găzduirea RNLC/PNME și a aplicațiilor publice după caz;

200.3. portalul date.gov.md – pentru publicare exclusiv de date anonimizate;

200.4. portalul particip.gov.md – pentru consultări publice; și

200.5. portalul guvernamental al cetățeanului – pentru servicii electronice către cetățeni.

201. Integrarea sistemelor și resurselor informaționale din domeniul energetic se realizează la infrastructura guvernamentală comună, în special prin utilizarea sistemelor informaționale partajate instituite de Guvern (MConnect, MDocs, MPass, MPay, MNotify, aplicația guvernamentală integrată a serviciilor electronice EVO, portalul guvernamental integrat EVO etc.).

202. 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.

Anexă
la Programul de transformare digitală a domeniului
energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030

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

I. Obiectivul general 1. Dezvoltarea infrastructurii digitale inteligente și interoperabile în domeniul energetic până în anul 2030

Tabelul 1

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

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termenul de realizare	Indicatorii de monitorizare	Costuri estimative total (mii lei)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/instituții responsabile/parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 1.1. Modernizarea digitală și integrarea, până în 2028, a cel puțin 80% din infrastructura critică energetică 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) Număr de 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	Număr de module PNME funcționale: 3 (2027), 7 (2028), 10 (2030) Număr de 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	T2/2026 -	Număr de	35 000	7 000	14 000	14 000	-	-	Parteneri	ME

	Sistemului Informațional SINEE (Sistem național de evidență energetică a eficienței)	T4/2028	subsisteme implementate: 4 (2027), 10 (2028) Număr de clădiri publice monitorizate: 500 (2027), 2 000 (2028)							de dezvoltare	(reglementare, implementare) ANRE (monitorizare),
--	--	---------	---	--	--	--	--	--	--	---------------	---

Tabelul 2

Acțiuni pentru Obiectivul specific 1.2. Instalarea și operaționalizarea a 500 000 de contoare inteligente până în 2030

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termenul de realizare	Indicatorii de monitorizare	Costurile estimative total (mii lei)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/instituții responsabile/parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 1.2. Asigurarea, până în 2030, a accesului la contoare inteligente pentru cel puțin 40% din consumatorii casnici, cu prioritate pentru zonele urbane și gospodăriile vulnerabile											
1.2.1.	Instalarea contoarelor inteligente – Faza I (65 000 unități)	T1/2026 T4/2026	- Număr de contoare instalate: 65 000 Număr de gospodării vulnerabile conectate la contoare inteligente instalate: 13 000 Număr de localități acoperite cu contorizare inteligentă: 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	- Număr de contoare instalate anual, dezagregat pe gospodării vulnerabile și gospodării totale:	1 000 000	-	125 000	375 000	250 000	250 000	Parteneri de dezvoltare	ANRE (monitorizare) ME (coordonare) Operatori de distribuție

			50 000 (2027), 150 000 (2028), 100 000 (2029), 100 000 (2030)								(realizare)
			Număr total de gospodării vulnerabile echipate cu contoare inteligente: 100 000								
1.2.3.	Implementarea platformelor HES+MDM	T1/2026 T4/2026	- Număr de platforme operaționale: 2 Număr de contoare integrate: 100 000 Timp de 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 aprobat Număr de operatori relevanți (transport + distribuție) analizați în cadrul studiului: 7 Număr de soluții tehnice valide identificate în cadrul studiului: minimum trei soluții	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	Termenul de	Indicatorii de monitorizare	Costurile estimative	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ instituții
-------------	--------------------	----------------	--------------------------------	-------------------------	------	------	------	------	------	-----------------------	---------------------------

		realizare		total (mii lei)							responsabile/ parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 1.3. Automatizarea și monitorizarea digitală în timp real a cel puțin 90% din procesele operaționale critice până în 2028											
1.3.1.	Modernizarea sistemelor SCADA ale operatorilor de rețea	T2/2026 - T4/2028	Număr de operatori cu SCADA modernizat: 2 (2026), 5 (2027), 10 (2028) Timp răspuns: <1s	Conform planurilor de investiții	-	-	-	-	-	Fonduri proprii ale operatorilor	ANRE (aprobare investiții) ME (monitorizare, coordonare) Operatori (realizare)
1.3.2.	Implementarea sistemelor ERP (Enterprise Resource Planning) integrate	T2/2026 - T4/2029	Număr de sisteme ERP implementate: 1 (2026), 4 (2027), 8 (2028), 12 (2030) Număr de module integrate: 5+	Conform planurilor de investiții	-	-	-	-	-	Fonduri proprii ale operatorilor	ANRE (aprobare investiții) ME (monitorizare, coordonare) Operatori (realizare)
1.3.3.	Dezvoltarea platformelor CRM (Customer Relationship Management) moderne	T3/2026 - T4/2029	Număr de platforme CRM funcționale: 3 (2027), 7 (2028), 10 (2030) Ponderea consumatorilor deserviți online prin platformele CRM din totalul consumatorilor operatorilor: 50%	Conform planurilor de 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	Număr de sisteme facturare moderne: 2 (2026), 5 (2027), 10 (2028), 12 (2030) Pondere facturare electronică: 80%	Conform planurilor de investiții	-	-	-	-	-	Fonduri proprii ale operatorilor	ANRE (aprobare investiții) ME (monitorizare, coordonare) Operatori (realizare)

II. Obiectivul general 2. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030

Tabelul 4

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

Nr.	Denumirea acțiunii	Termenul	Indicatorii	Costurile	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de	Autorități/instituții
-----	--------------------	----------	-------------	-----------	------	------	------	------	------	----------	-----------------------

crt.		de realizare	de monitorizare	estimative total (mii lei)						finanțare	responsabile/parte neri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 2.1. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2026, a monitorizării 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică ale operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și cu directivele UE (inclusiv Directiva NIS2)											
2.1.1.	Fortificarea capacităților cibernetică prin recrutarea și instruirea personalului specializat	T1/2026 - T2/2027	Număr de specialiști angajați și instruiți: 8 (2026), 15 (2027)	45 000	20 000	12 500	12 500	-	-	Parteneri de dezvoltare	ASC (coordonare) ME (realizare)
2.1.2.	Implementarea infrastructurii hardware și software de securitate cibernetică pentru operatorii de infrastructură critică energetică	T2/2026 - T4/2027	Pondere infrastructurii instalate: 70% (2026), 100% (2027) Număr de 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 de 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 Directiva NIS2 până în 2027

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termenul de realizare	Indicatorii de monitorizare	Costurile estimative total (mii lei)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/instituții responsabile/parteneri la realizarea
----------	--------------------	-----------------------	-----------------------------	--------------------------------------	------	------	------	------	------	--------------------	--

											acțiunilor
Obiectivul specific 2.2. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2027, a certificării tuturor operatorilor de infrastructură critică energetică conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor Directivei NIS2											
2.2.1.	Efectuarea unei analize de decalaj (gap analysis) și pregătirea pentru certificare	T1/2026 - T4/2026	Număr de operatori de infrastructură critică energetică analizați prin exercițiul gap analysis, în vederea certificării ISO/IEC 27001 și conform Directivei NIS2: 7 Număr de proceduri elaborate: 100+ Număr de 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	Ponderea operatorilor de infrastructură critică energetică certificați ISO 27001: 100 % din totalul de operatori identificați pentru certificare de către ME/ANRE7 Grad de conformitate cu Directiva NIS2: 85% Număr de 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	Număr de audituri supraveghere: 7/an Număr de certificate menținute: 100% Ponderea neconformităților remediate din totalul neconformităților identificate în audituri de supraveghere: 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 patru ore până în 2028

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termenul de realizare	Indicatorii de monitorizare	Costurile estimative total (mii	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/instituții responsabile/
----------	--------------------	-----------------------	-----------------------------	---------------------------------	------	------	------	------	------	--------------------	-------------------------------------

				lei)								parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 2.3. Asigurarea, până în 2028, a reducerii timpului de recuperare după incidente cibernetice cu impact semnificativ la maximum patru ore pentru serviciile critice												
2.3.1.	Implementarea soluțiilor de securitate cibernetică (EDR/XDR, SIEM, DLP)	T1/2026 - T4/2027	Număr de operatori cu EDR/XDR: 4 (2026), 7 (2027) Număr de sisteme SIEM operaționale: 4 (2026), 7 (2027)	84 000	42 000	42 000	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare integrare) Operatori (realizare)	
2.3.2.	Implementarea infrastructurii cu disponibilitate ridicată (HA - High Availability)	T2/2026 - T4/2027	Ponderea operatorilor care au implementat infrastructură HA complet operațională: 50% (2026), 100% (2027) Ponderea sistemelor redundante funcționale din totalul celor implementate la nivel de operator: 70% - pentru 2026, 100% - pentru 2027	56 000	28 000	28 000	-	-	-	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare, integrare) Operatori (realizare)	

III. Obiectivul general 3. Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 2030

Tabelul 7

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

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termenul de realizare	Indicatorii de monitorizare	Costurile estimative totale (mii lei)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/instituții responsabile/parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 3.1. Asigurarea, până în 2030, a unei capacități de integrare de 600 MW din surse regenerabile, susținută de digitalizarea avansată 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) Î.S. „Moldelectrica” (realizare) operatori SER licențiați (parteneri în realizare)
3.1.2.	Dezvoltarea unei centrale electrice virtuale (Virtual Power Plant – VPP)	T2/2026 - T4/2030	Număr de 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) Î.S. „Moldelectrica” (realizare) operatori SER licențiați, prosumatori (parteneri)
3.1.3.	Modernizarea sistemelor SCADA din parcurile de energie regenerabilă	T2/2026 - T4/2030	Număr de parcuri integrate: 15 (2027), 35 (2029), 50 (2030) Timp de răspuns: <1s	27 500	3 500	6 000	6 000	6 500	5 500	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare) Producători SER licențiați (realizare) Î.S. „Moldelectrica” (integrare)
3.1.4.	Implementarea unui sistem avansat de management energetic (EMS) cu optimizare asistată de AI	T2/2026 - T4/2030	Reducerea procentuală a dezechilibrelor în rețeaua energetică, comparativ cu nivelul dezechilibrelor din anul 2026: 20% – în 2027, 40% – în 2030. Reducerea costurilor de echilibrare a sistemului energetic, comparativ cu nivelul costurilor de echilibrare din anul 2026: 30%	27 500	4 000	7 000	7 000	5 500	4 000	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare) Î.S. „Moldelectrica” (realizare)

Tabelul 8

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

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termenul de realizare	Indicatorii de monitorizare	Costurile estimative total (mii lei)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/instituții responsabile/parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 3.2. Asigurarea, până în 2030, a reducerii cu cel puțin 20% a consumului de energie în orele de vârf prin digitalizarea managementului cererii											
3.2.1.	Implementarea unui sistem de management al răspunsului la cerere (Demand Response Management System – DRMS)	T2/2026 - T4/2030	Sistem DRMS operațional: pilot (2027), 100% (2029) Număr de consumatori înrolați: 100,000+	26,500	3 000	6 000	6 000	6 500	5 000	Parteneri de dezvoltare	ME (coordonare) Operatori, consumatori (realizare)
3.2.2.	Lansarea sistemului de tarife dinamice	T2/2026 - T4/2030	Număr de 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	Număr de utilizatori activi: 20 000 (2027), 200 000 (2030) Reducerea consumului de energie în orele de vârf raportat la consumul de energie în orele de vârf în anul 2026: 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),	20 000	2 500	6 000	6,000	3 500	2 000	Parteneri de dezvoltare	ANRE (reglementare) Agregatori licențiați

			50+ MW (2030) Număr de participanți activi: 5 000+								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabelul 9

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

Nr. crt.	Denumirea acțiunii	Termenul de realizare	Indicatorii de monitorizare	Costurile estimative total (mii lei)	2026	2027	2028	2029	2030	Sursa de finanțare	Autorități/ instituții responsabile/ parteneri la realizarea acțiunilor
Obiectivul specific 3.3. Asigurarea, până în 2029, a operaționalizării sistemelor digitale pentru gestionarea unei capacități de stocare a energiei de minimum 50 MW											
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) Număr de 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+ milioane lei/an	22 500	2 500	4 500	7 000	8 500	-	Parteneri de dezvoltare	ME (reglementare, coordonare) Operatori stocare Î.S. „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) Număr de 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

1. Denumirea sau numele autorului și, după caz, a/al participanților la elaborarea proiectului actului normativ

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.

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 *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*.

2. Pe de altă parte, transformarea rețelei electrice naționale într-o rețea inteligentă reprezintă implicit și o *activitate de modernizare*, care rezonază 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 *asigurării securității naționale*. Astfel, în Strategia securității naționale a Republicii Moldova, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 391/2023, *domeniul energetic* apare ca o vulnerabilitate pentru securitate statului (pct. 21 subpct. 5) din strategie), iar *securitatea și reziliența energetică* 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 digitalizarea sistemelor de producere, transport, distribuție, furnizare și stocare a energiei.

4. Pe lângă securitatea energetică, dezvoltarea și modernizarea domeniului energetic sunt imposibile fără instrumente digitale. – În acest context, devine esențială *asigurarea securității cibernetice a acestor sisteme și instrumente*, 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 capacităților de securitate cibernetică în cadrul operatorilor de infrastructură energetică dedicat monitorizării și reacției la amenințările 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:

1. Doar 15% dintre consumatori utilizează canale digitale
2. Timp mediu de procesare cereri: 5-7 zile lucrătoare
3. Lipsa transparenței în facturare și consum

5. Deficit de competențe digitale:

- Doar 50 specialiști cu competențe digitale în sector
- Programe de formare sporadice și necoordonate
- Colaborare limitată cu instituțiile de învățământ

6. Lacune normative identificate:

Absența unui cadru integrat pentru transformarea digitală a sectorului energetic
Lipsa standardelor tehnice pentru implementarea tehnologiilor emergente (IoT, AI, etc)
Reglementări incomplete pentru noi modele de business (prosumatori, agregatori, VPP)
Mecanisme financiare insuficiente pentru stimularea investițiilor în digitalizare
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 transformare digitală a domeniului 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 domeniul energetic până în anul 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. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030: 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 critice din domeniul energetic împotriva amenințărilor cibernetică în creștere;

c. Obiectivul general 3. Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 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 domeniul energetic până în anul 2030:

1. Modernizarea digitală a integrarea, până în 2028, a cel puțin 80% din infrastructura critică energetică într-un sistem unificat de monitorizare;
2. Asigurarea, până în 2030, a accesului la contoare inteligente pentru cel puțin 40% din consumatorii casnici, cu prioritate pentru zonele urbane și gospodăriile vulnerabile;
3. Automatizarea și monitorizarea digitală în timp real a cel puțin 90% din procesele operaționale critice până în 2028.

b. Obiectivele specifice aferente Obiectivului general 2. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030:

1. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2026, a monitorizării 24/7 a 100% din infrastructura critică energetică prin consolidarea capacităților de securitate cibernetică ale operatorilor de infrastructură energetică, inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv Directiva NIS2);
2. Asigurarea, până la sfârșitul anului 2027, a certificării tuturor operatorilor de infrastructură critică energetică conform standardelor ISO/IEC 27001 și cerințelor Directivei NIS2.
3. Asigurarea, până în 2028, a reducerii timpului de recuperare după incidente cibernetică cu impact semnificativ la maximum 4 ore pentru serviciile critice.

c. Obiectivele specifice aferente Obiectivului general 3. Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 2030:

1. Asigurarea, până în 2030, a unei capacități de integrare de 600 MW din surse regenerabile, susținută de digitalizarea avansată a rețelelor energetice;
2. Asigurarea, până în 2030, a reducerii cu cel puțin 20% a consumului de energie în orele de vârf prin digitalizarea managementului cererii;
3. Asigurarea, până în 2029, a operaționalizării sistemelor digitale pentru gestionarea unei capacități de stocare a energiei de minimum 50 MW.

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. Fortificarea capacităților de securitate cibernetică (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. Accelerarea tranziției către energie verde (OG3):
 - Sporirea capacităților de integrare a surselor regenerabile;
 - Optimizarea consumului de energie în orele de vârf prin reducerea cu circa 20%;
 - Implementarea sistemelor digitale pentru capacități de stocare a energiei.

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 guvernare, infrastructură, incluziune și sustenabilitate. Aceste elemente reflectă o abordare integrată și modernă, în linie cu bunele practici europene.

1. Guvernanță digitală și cibernetică consolidată

- **Guvernanță integrată și multisectorială, prin constituirea Comitetului sectorial tehnic de coordonare pentru digitalizarea și securitatea energetică**, 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 interfetei 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, Portalul guvernamental al cetățeanului, 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, 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 în domeniul energetic până în anul 2030:

- b. RNLC:** Implementarea Registrului Național al Locurilor de Consum – acoperire integrală până în 2028 (1,2 milioane locuri de consum);
- c. PNME:** Dezvoltarea unei platforme naționale de management energetic (PNME) cu 10 module integrate până în 2030;
- d. SINEE:** Digitalizarea domeniului eficienței energetice prin 10 subsisteme, inclusiv audit energetic, GIS și managementul clădirilor;
- e. Contorizare inteligentă:** Instalarea a 500.000 de contoare în cinci faze, prioritizând gospodăriile vulnerabile;
- f. 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 – Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în anul 2030:

- 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 – Accelerarea tranziției către energie verde și decarbonizare prin soluții digitale incluzive până în anul 2030:

- 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 anuale 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 stabilirea priorităților acțiunilor în beneficiul consumatorilor vulnerabili și IMM-urilor;
- 5. Integrarea tehnologiilor emergente** precum inteligența artificială, învățarea automată, interoperabilitatea prin interfețe de programare deschise pentru sistemele energetice și aplicațiile mobile inteligente;
- 6. Deschiderea către finanțare mixtă** (internațională și 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.

Opțiunea 3 - Program comprehensiv coordonat central (SELECTATĂ):

- Acceptată ca opțiune optimă asigurând standardizare, interoperabilitate, securitate și eficiență 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 estimate la 1.807,8 milioane lei pentru întreaga perioadă 2026–2030. Din acest total, circa 247,8 milioane lei (13,7%) reprezintă surse identificate (alocate prin programe existente, resurse proprii ale întreprinderilor energetice și proiecte aflate deja în implementare), iar aproximativ 1.560,0 milioane lei (86,3%) constituie necesar suplimentar de finanțare ce urmează a fi mobilizat.

Sursele potențiale de acoperire a costurilor includ:

- fonduri externe nerambursabile (UE, instituții financiare internaționale, fonduri pentru tranziție energetică și digitalizare);
- împrumuturi externe și resurse atrase prin proiecte de asistență tehnică și investițională;
- resurse proprii ale operatorilor din sectorul energetic, prin programe de investiții și digitalizare.

Deși la această etapă nu există garanția identificării imediate a tuturor surselor, aprobarea Programului constituie premisa juridică și instituțională pentru inițierea demersurilor de finanțare și negociere cu partenerii externi. 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.

Astfel, chiar în condițiile unui necesar suplimentar de finanțare semnificativ, raportul cost–beneficiu rămâne favorabil, iar implementarea etapizată sau parțială este posibilă din sursele deja disponibile.
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. Stabilirea ca prioritate a gospodăriilor vulnerabile pentru 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.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 energetice 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. Măsuri normative necesare pentru transpunerea actelor juridice ale UE în legislația națională
Nu este aplicabil.
5.2. Măsuri 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 proiectul hotărârii Guvernului a fost publicat pe portalul particip.gov.md, proiectul urmând să fie expus pentru consultări publice.
7. Concluziile expertizelor
Proiectul a fost supus expertizei juridice. În raportul de expertiză juridică nu au fost expuse obiecții de principiu privind nesusținerea acestuia. Pe de altă parte, au fost prezentate obiecții și recomandări care au fost luate în considerație în majoritatea absolută a lor. Argumentele și concretizări referitoare la fiecare dintre acestea sunt reflectate în Sinteza obiecțiilor și propunerilor. Totodată, conform prevederilor art. 28 alin. (2) lit. a) din Legea integrității nr. 82/2017: Agenții publice și entitățile publice cu drept de inițiativă legislativă, alte entități publice care elaborează și promovează proiecte de acte legislative și normative, precum și Secretariatul Parlamentului, în cazul inițiativelor legislative ale deputaților, au obligația de a supune expertizei anticorupție proiectele de acte, cu excepția documentelor de politici și documentelor de planificare”. Prin urmare, apreciind prin prisma prevederilor art. 28 alin. (2) lit. a) din Legea nr. 82/2017 citat supra, coroborat art.36 al Legii nr.100/2017, proiectul înaintat nu este pasibil de expertiza anticorupție. Acest fapt este susținut în scrisoarea Centrului Național Anticorupție, recepționată de Ministerul Energiei (nr. 06/2/16597 din 18.09.2025), urmare a solicitării acestuia din urmă de a supune proiectul expertizei anticorupție. Analizele efectuate acoperă în mod adecvat domeniile relevante, iar fundamentarea prezentului Program este suficient de solidă, motiv pentru care nu se consideră necesară elaborarea altor expertize tematice suplimentare
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. Măsuri 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 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. Măsurile 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. Măsurile 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. Măsurile 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 operatorii către Ministerul Energiei și prezentarea raportului general către Guvern până la 25 februarie;
- Evaluări intermediare și finale ale Programului, cu posibilitatea ajustării măsurilor în funcție de rezultate și de evoluția tehnologică.

SINTEZA
la proiectul Hotărârii Guvernului privind 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			
Agencia Națională pentru Reglementare în Comunicații Electronice și Tehnologia Informației a Republicii Moldova <i>(scr. nr. 01-DRA/1665 din 15.09.2025)</i>	1.	Fără obiecții și recomandări.	Se ia act.
Cancelaria de Stat <i>(scr. nr. 21/1-69-9700 din 16.09.2025)</i>	De ordin general: 2	Este fundamental ca în continuare, procesul de definitivarea a proiectului Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 (în continuare Program) să fie asigurat cu respectarea prevederilor Hotărârii Guvernului nr.386/2020 cu privire la planificarea strategică și a Ghidului metodologic cu privire la planificarea strategică (în continuare Ghid), aprobat prin Ordinul nr.191/20251.	Se acceptă. Programul a fost definitivat cu respectarea HG nr. 386/2020 privind planificarea strategică și a Ghidului metodologic. Structura cuprinde: analiza situației (Cap. II), obiectivele generale și indicatorii de impact (Cap. III, inclusiv Tabelul 5), obiectivele specifice cu indicatori (Cap. IV, de ex. Tabelele 6 și 14), bugetul și costurile (Cap. VII), riscurile și măsurile de atenuare (Cap. VIII), instituțiile responsabile (Cap. IX) și procedurile de monitorizare, evaluare și raportare, inclusiv evaluarea finală (Cap. X, Tabelul 45). În speță relevăm argumente suplimentare de conformitate și receptivitate la obiecțiile expuse: 1. Alinierea structurii la HG nr. 386/2020. Programul respectă structura obligatorie prevăzută de HG nr. 386/2020 și Ghidul metodologic: analiză situațională (Cap. II), definirea obiectivelor și indicatorilor (Cap. III–IV), planificarea resurselor și costurilor (Cap. VII), analiza

			riscurilor (Cap. VIII), instituții responsabile (Cap. IX) și mecanisme de monitorizare și evaluare (Cap. X). Aceasta reflectă expres cerințele art. 18 din Regulament. 2. Corelarea cu alte documente strategice. În Cap. I, pct. 4–8 este prezentată corelarea cu Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova 2023–2030, cu Strategia energetică și cu alte politici sectoriale, conform recomandării anterioare privind necesitatea „aliniaментului la documentele strategice naționale”. 3. Integrarea observațiilor privind indicatorii. Indicatorii au fost ajustați pentru a include valoarea de referință, țintele intermediare și finale, conform art. 18.5 din Regulament și observațiilor primite. În plus, în tabele au fost adăugate note explicative pentru dezagregarea pe gen, vârstă și alte criterii, evitând supraîncărcarea grafică a tabelelor, dar respectând cerința metodologică. 4. Evaluarea finală reglementată. La Cap. X pct. 191 și Tabelul 45, evaluarea finală este prevăzută expres, cu termen, responsabil și metodologie, în concordanță cu art. 85–87 din Regulament. Aceasta acoperă și recomandarea anterioară privind „prevederea explicită a evaluării finale”. 5. Clarificarea rolului instituțiilor. Ca urmare a obiecțiilor privind suprapunerea de atribuții, Programul a fost revizuit pentru a distinge rolul Comitetului sectorial tehnic (tehnic și operațional) de rolul Comitetului interministerial pentru planificare strategică (strategic și bugetar), conform HG nr. 1070/2023. 6. Receptivitatea la obiecțiile partenerilor. În mai multe puncte (ex. Tabelul 27 privind riscurile, Tabelul 17 privind dinamica indicatorilor SAIDI/SAIFI), textul Programului a fost corectat sau completat pentru a reflecta sugestiile autorităților de reglementare și ale partenerilor de dezvoltare, menținând însă coerența cadrului instituțional și strategic. 7. Asigurarea caracterului operațional. Prin planul de acțiuni detaliat (Cap. IV și anexele), Programul a răspuns observațiilor privind necesitatea precizării instituțiilor responsabile și a costurilor estimate. În plus, rolul
--	--	--	--

		Ministerului Energiei ca punct unic de raportare și coordonare este prevăzut expres, conform practicii recomandate în Ghid.
	De ordin specific:	
3.	Pentru a respecta structura unui obiectiv specific bine identificat, se recomandă reformularea Obiectivului specific 2.1. Ca propunere de reformulare pentru obiectivul respectiv este „Până la sfârșitul anului 2026, 100% din infrastructura critică energetică va fi monitorizată permanent (24/7) pentru asigurarea securității cibernetice, în conformitate cu cerințele naționale și Directivele UE (inclusiv NIS2)”.	Nu se acceptă. <i>În primul rând</i> redacția obiectivului a fost ajustată 100% conform propunerii Cancelariei de Stat, expuse în scrisoarea nr. 21/1-113-9136 din 26.08.2025. <i>În al doilea rând</i>, există mai multe argumente juridico-tehnice și de tehnică legislativă, care justifică prioritatea formulei propuse de autorul proiectului în comparație cu redacția propusă, și anume: 1. Claritatea asupra acțiunii întreprinse: - formularea autorului pune accent pe „se va asigura monitorizarea”, care exprimă o acțiune activă, o măsură de politică publică realizată de autorități/operatori; - formularea propusă, însă, spune doar că infrastructura „va fi monitorizată”, ceea ce este o stare de fapt, dar nu arată cum și prin ce instrumente se realizează acest lucru. În elaborarea obiectivelor programatice, trebuie să fie clar ce face autoritatea/statul, nu doar rezultatul static; 2. Corelarea cu măsurile și mijloacele concrete: - formularea autorului include explicit consolidarea capacităților și implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid. Aceasta arată că obiectivul este atins prin măsuri structurale, nu doar printr-o promisiune vagă; - formularea propusă nu conține nicio trimitere la consolidare sau mecanisme, reducând obiectivul la o simplă declarație de rezultat final; 3. Respectarea logicii de monitorizare și securitate cibernetică: - formularea autorului face legătura directă între monitorizare 24/7 și capacitățile de securitate cibernetică ale operatorilor, în linie cu cerințele NIS2, care obligă la organizarea unor capacități proprii de detectare și răspuns;

			- formularea propusă lasă impresia că monitorizarea ar putea fi externă sau generică, fără referire la operatori și responsabilitățile lor; 4. Conformitatea cu stilul de redactare a obiectivelor în programe: - În documentele de politici și programe, obiectivele trebuie să descrie atât rezultatul, cât și acțiunea necesară pentru atingerea acestuia. Formularea autorului respectă această cerință; - formularea propusă este prea simplificată și poate fi percepută ca un indicator („100% monitorizat”), nu ca un obiectiv operațional; 5. Evitarea ambiguității și a interpretărilor superficiale: - formularea autorului precizează că monitorizarea se face „inclusiv prin implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid” – ceea ce exclude interpretarea că ar fi suficientă doar supravegherea pasivă; - formularea propusă nu distinge între o monitorizare superficială și una conformă standardelor UE. În concluzie, se consideră oportună păstrarea formulării obiectivului așa cum a fost propusă de autor, întrucât: a) descrie nu doar rezultatul final (monitorizarea 24/7), ci și acțiunea concretă prin care acesta este realizat – „consolidarea capacităților de securitate cibernetică” și „implementarea de mecanisme moderne de detectare și răspuns rapid”; b) reflectă cerințele Directivei (UE) 2022/2555 (NIS2), care impune operatorilor de infrastructură critică obligația de a dezvolta capacități proprii de monitorizare, detectare și reacție, iar nu doar o simplă supraveghere pasivă; c) este conformă regulilor de tehnică legislativă și planificare strategică, unde obiectivele trebuie să includă atât rezultatul urmărit, cât și mijloacele prin care acesta se atinge; d) elimină riscul de interpretare restrictivă, potrivit căreia ar fi suficientă doar monitorizarea formală, fără mecanisme active de securitate cibernetică.
--	--	--	--

			Prin urmare, varianta a doua poate servi cel mult drept formulare a unui indicator de rezultat , însă nu poate substitui obiectivul propriu-zis.
	4.	În urma examinării proiectului s-au constatat diferențe de formulare în denumirile obiectivelor generale și specifice, prezentate distinct în diferite compartimente ale documentului. De exemplu, Obiectivul general 2 apare sub titlul „Fortificarea capacităților de securitate cibernetică în domeniul energetic până în 2030”, iar în planul de acțiuni figurează ca „Fortificarea capacităților de securitate cibernetică până în 2030”. Pentru a evita confuzii și neconcordanțe în implementarea Programului, se recomandă verificarea întregului document, cât și nota de fundamentare și uniformizarea denumirilor obiectivelor.	Se acceptă.
	5.	În Anexa 1, care prezintă planul de acțiuni al Programului, a fost identificată o eroare tehnică la titlu. Atât în titlul planului de acțiuni, cât și în cel al anexei, perioada este indicată ca 2025–2030, în timp ce termenul corect al Programului este 2026–2030. Este necesară corectarea acestei neconcordanțe.	Se acceptă.
	6.	Este necesară analiza unor indicatori din cadrul planului de acțiuni, întrucât s-au depistat unele discrepanțe. Indicatorii care urmează a fi ajustați necesită 2 acțiuni - de reformulare și modificare a unității de măsură. Din categoria indicatorilor care necesită reformulare sunt: acț. 1.2.1 ind. 2, acț. 1.2.2 ind. 2, acț. 1.2.4 ind. 2, acț. 2.2.1 ind. 1, acț. 2.3.2 ind. 2, acț. 3.1.4 ind. 1 și 2.	Se acceptă.

	7.	Indicatorii care necesită a fi modificați unitatea de măsură sunt: acț. 1.3.3 ind. 2, acț. 2.2.3 ind. 3, acț. 3.2.3 ind. 2.	Se acceptă.
	8.	Se reiterează faptul că 86,3% din bugetul estimat al Programului rămâne neacoperit, ceea ce constituie un risc major pentru realizarea acțiunilor planificate. În acest context, este necesar ca identificarea și confirmarea surselor de finanțare să fie tratată cu prioritate, pentru ca documentul final să fie fundamentat pe o proiecție financiară realistă și sustenabilă.	Se acceptă conceptual. Anume identificarea surselor de energie și constituie în prezent prioritatea 0 pentru Ministerul Energiei, reieșind din opțiunile care există în prezent. Astfel, 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. Pe de altă parte, fiecare dintre posibili parteneri de dezvoltare, pentru a oferi un răspuns cert privind nivelul de implicare la realizarea programului, solicită prezentarea unui document aprobat, care să semnifice angajarea Statului pentru implementarea acestui Program. Astfel, aprobarea programului va crea 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.
	9.	În ceea ce privește Comitetul național de coordonare, menționat în „Capitolul IX Autorități și instituții responsabile”, se constată că atribuțiile propuse pentru acesta se suprapun cu atribuțiile Comitetului interministerial pentru planificare strategică, instituit prin Hotărârea Guvernului nr. 1070/2023. În aceste condiții, instituirea unui nou comitet este inoportună, întrucât ar genera o dublare a funcțiilor deja exercitate	Se acceptă parțial. La o primă examinare a textului programului, se creează impresia că, Comitetul național de coordonare prevăzut în Program ar dubla atribuțiile Comitetului interministerial pentru planificare strategică (HG 1070/2023), creând astfel un paralelism interinstituțional. Aceasta, însă, nu este așa. Diferența dintre cele două comitete este în statutul și atribuțiile acestor entități, și anume: - <i>Comitetul interministerial pentru planificare strategică</i> (HG 1070/2023) are competențe largi : stabilește priorități

		și ar contribui la fragmentarea cadrului instituțional, fără a aduce valoare adăugată procesului decizional. Prin urmare, se recomandă excluderea inițiativei de creare a Comitetului național de coordonare, atribuțiile de coordonare și decizie în domeniul planificării strategice urmând a rămâne în competența Comitetului interministerial pentru planificare strategică.	naționale, corelează bugetul și politicile publice, gestionează proiectele investiționale majore, coordonează asistența externă, etc. Este un for politic la nivel înalt, prezidat de Prim-ministru; - <i>Comitetul național de coordonare</i>, însă, este gândit pentru monitorizarea și coordonarea implementării unui program concret – Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030, care este un program sectorial care vizează digitalizarea și securitatea în energie). Deci are rol sectorial-tehnic, nu politic general. Necesitatea unei structuri separate, însă, pentru monitorizarea și coordonarea implementării programului este justificată, însă, prin: - domeniul avut în vedere – domeniul energetic, care este unul critic și cu specific tehnic, și care necesită o platformă dedicată, permanentă, ce nu poate fi asigurată în ritmul și structura Comitetului interministerial; - Comitetul interministerial are agendă macro (strategii naționale, buget, reforme), nu poate substitui coordonarea sectorială zilnică; - existența unui Comitet sectorial asigură operativitate și reziliență (ex. răspuns la incidente cibernetice energetice, implementarea rapidă a NIS2), ceea ce depășește logica de planificare strategică generală a Guvernului. Pentru a evita un posibil paralelism instituțional, dar pentru a menține un mecanism de coordonare sectorială, Programul a fost modificat, după cum urmează: 1) a avut loc redenumirea comitetului: în loc de „Comitet național de coordonare”, a fost numit „Comitet sectorial tehnic de coordonare pentru digitalizarea și securitatea energetică”; 2) a fost realizată clarificarea rolului: în Program a fost inclusă precizarea că: a) acest Comitet are rol tehnic și operațional (monitorizare implementare, aliniere între operatori, schimb de date, raportare către Ministerul Energiei și către Comitetul interministerial);
--	--	--	--

			b) nu ia decizii de planificare strategică generală sau bugetară, care rămân în competența Comitetului interministerial (HG 1070/2023). 3) a fost clarificată ierarhie administrativă a acestuia - subordonarea/raportarea: s-a precizat expres că „deciziile și rapoartele Comitetului se transmit Comitetului interministerial pentru planificare strategică, pentru corelare la nivel național”.
Ministerul Infrastructurii și Dezvoltării Regionale <i>(scr. nr. 04-4973 din 16.09.2025)</i>	La proiectul hotărârii Guvernului:		
	10.	După pct. 3 se va completa cu un punct nou, care va reflecta prevederile pct.85 din Regulamentul cu privire la planificarea strategică, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr.386/2020, privind evaluarea finală a implementării Programului, în scopul prezentării unei imagini obiective în conformitate cu criteriile enumerate la articolul nominalizat.	Se acceptă.
	La proiectul Programului:		
	11.	În conformitate cu prevederile subpct.18.5. din Regulamentul nominalizat supra, în Tabelul 5. „Indicatori de impact pentru obiectivele generale”, în Tabelul 6. „Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 1”, în Tabelul 13. „Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 2”, în Tabelul 14. „Indicatori pentru obiectivele specifice aferente Obiectivului general 3”, se va indica doar valoarea de referință, valoarea-țintă intermediară și valoarea-țintă finală a indicatorilor pentru obiectivele specifice.	Se acceptă parțial. Punctul 18.5 este doar unul descriptiv, care indică ce trebuie să conțină partea descriptivă a Programului. Nu există o prevedere care să impună prezentarea indicatorilor în formă tabelară, iar în tabelul respectiv să nu existe alte informații decât indicatorii, mai ales că tabelele numite prezintă, suplimentar indicării valorilor și informații aferente – care facilitează identificarea acestor valori. Dar, pentru clarificare, au fost specificate tipurile de valori prezentate în tabelele respective.
	12.	Denumirea obiectivelor generale enumerate în Tabelul 5. „Indicatori de impact pentru obiectivele generale”, se vor modifica în denumirea obiectivelor specificate la „secțiunea 1-a Prezentarea obiectivelor generale” din Capitolul III.	Se acceptă.
Ministerul Dezvoltării	Cu titlu conceptual:		

Economice și Digitalizării (scr. nr.03-2726 din 18.09.2025)	13.	Proiectul <i>Programului</i> necesită a fi revizuit în sensul aducerii în concordanță cu prevederile Legii nr.48/2023 cu privire la securitatea cibernetică, care stabilește atribuțiile autorităților și instituțiilor publice în domeniul securității cibernetică.	Se acceptă. Textul Programului a fost completat și clarificat pentru a evidenția că: • atribuțiile Comitetului sectorial tehnic de coordonare și ale grupurilor tehnice nu substituie competențele autorităților prevăzute expres în Legea nr.48/2023; • măsurile sectoriale de securitate cibernetică se implementează în deplină concordanță cu cadrul normativ național și cu cerințele Directivei NIS2; • rolurile Ministerului Energiei și ale ANRE sunt clar delimitate prin raportare la Legea nr.48/2023. În acest context, alte modificări în Program nu sunt necesare, or, prevederile Legii nr.48/2023 deja stabilesc cadrul național general în materie de securitate cibernetică, iar Programul de digitalizare a domeniului energetic are un caracter sectorial. Programul nu poate și nici nu trebuie să reproducă sau să dubleze dispozițiile legii, ci doar să se raporteze la acestea. Astfel, prin modificările operate: • s-a asigurat conformitatea cu legea; • s-a evitat orice suprapunere de atribuții; s-a păstrat caracterul specific și operațional al Programului, fără a-l transforma într-un document normativ general.
	14.	În același context, este necesară aducerea în concordanță a prevederilor proiectului cu prevederile Hotărârilor de Guvern care stabilesc competențele autorităților și instituțiilor publice în domeniul securității cibernetică, inclusiv Hotărârea Guvernului nr.1028/2023 cu privire la constituirea, organizarea și funcționarea Agenției pentru Securitate Cibernetică.	Se acceptă, în sensul unor ajustări de formulare, pentru a sublinia caracterul metodologic și coordonator al ASC, evitând impresia că agenția are rol de implementator operațional. Conform pct. 170 din Program, ASC îi sunt atribuite sarcini precum: stabilirea cerințelor de securitate pentru infrastructura digitală critică energetică, monitorizarea conformității cu standardele și reglementările naționale și NIS2, coordonarea răspunsului la incidente majore și conducerea grupului de lucru tematic pentru securitate cibernetică în domeniul energetic. La rândul său, Hotărârea Guvernului nr. 1028/2023 reglementează rolul ASC ca autoritate națională unică pentru securitatea cibernetică, cu atribuții de reglementare, supraveghere, coordonare și răspuns la incidente la nivel național. ASC nu are rol de implementator direct al măsurilor sectoriale, ci de stabilire a cadrului, monitorizare și coordonare .

			Analizând conformitatea prevederilor Programului cu cele din Hotărârea Guvernului nr. 1028/2023, constatăm că, prevederile Programului nu contravin HG 1028/2023, pentru că atribuțiile descrise (stabilirea cerințelor, monitorizare conformitate, coordonarea răspunsului la incidente) sunt exact cele care derivă din rolul legal al ASC. Probabil, formularea „conduce GTL2 pentru securitate cibernetică în domeniul energetic” ar putea crea impresia că ASC are rol executiv/operativ în domeniu. În realitate, potrivit HG 1028/2023, ASC are rol de coordonare metodologică și supraveghere, iar implementarea măsurilor se face de operatorii sectoriali. Pentru a evita orice interpretare eronată în acest sens, prevederile pct. 170 au fost concretizate corespunzător.
La proiectul Programului:			
15.	La pag. 9, pct.7 care prevede corelarea prezentului Program cu alte documente de politici publice, la subpct. 7.3. textul „ <i>recenta instituire a Agenției Naționale pentru Securitate Cibernetică (decembrie 2023)</i> se va substitui cu „ <i>instituirea Agenției pentru Securitate Cibernetică, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr.1028/2023</i> ”	Se acceptă.	
16.	Suplimentar, la pct. 7 , considerăm că proiectul Programului prezentat spre avizare corelează cu Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030 (aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 650/2023) în special, se pliază cu Obiectivul general nr.3 Crearea unei economii digitale inovatoare și reziliente, direcția prioritară 11) Transformarea rețelei electrice naționale în rețea inteligentă și implementarea contoarelor inteligente („smart-metering”) din Strategie.	Se acceptă. Tocmai acest obiectiv - Obiectivul general nr.3 al Strategiei de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030 (aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 650/2023) este indicat în pct. 4 din proiectul Programului. Pct. 7 din proiectul Programului, indică „alte documente de politici publice precum” cu care corelează programul.	
17.	La pag.18, Tabelul 5. Indicatori de impact pentru obiectivele generale la OG2. Fortificarea capacităților de securitate	Înțelegem că îndoiala este determinată de faptul că Ministerul Energiei nu este un operator tehnic de infrastructură și nici	

		cibernetică, nu este clar cum Ministerul Energiei va putea furniza datele referitor la Indicatorii 2.2 Incidente cibernetice majore anual și 2.3 Timpul de recuperare după incident major (ore).	autoritatea națională în materie de securitate cibernetică (aceasta fiind ASC conform HG nr. 1028/2023). Pentru început subliniem că indicatorii 2.2 și 2.3 din Tabelul 5 sunt necesari, întrucât reflectă impactul direct al Programului asupra rezilienței cibernetice a infrastructurii critice energetice și sunt în conformitate cu bunele practici europene în domeniu (inclusiv metodologia ENISA pentru raportarea incidentelor majore). În partea ce se referă la indicarea Ministerului Energiei ca furnizor de date pentru acești indicatori – cu adevărat, Ministerul Energiei nu „produce” aceste date, dar are rolul de instituție responsabilă de colectarea și centralizarea datelor din sursele competente (operatori + ASC). Conform rolului său legal, Ministerul Energiei coordonează sectorul energetic și are atribuții de raportare privind implementarea politicilor publice. Astfel, în vederea raportării, sursa primară a datelor vor rămâne să fie operatorii de infrastructură critică energetică și Agenția pentru Securitate Cibernetică (ASC), iar Ministerul Energiei va consolida și va raporta aceste informații în cadrul implementării Programului, fără a substitui atribuțiile tehnice ale ASC. Astfel, Ministerul Energiei este indicat ca instituție responsabilă nu pentru furnizarea directă a datelor, ci pentru colectarea și centralizarea acestora de la operatorii de infrastructură critică și de la Agenția pentru Securitate Cibernetică, în baza rapoartelor oficiale transmise de aceste entități. Prin urmare, rolul Ministerului Energiei rămâne cel de autoritate coordonatoare și sursă oficială de raportare sectorială, iar responsabilitatea de generare a datelor rămâne la operatorii și la ASC, în limitele mandatului prevăzut de HG nr. 1028/2023 și de Legea nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică.
18.	La pag. 54, Tabelul 27. „Registrul detaliat al riscurilor și măsurile de atenuare” la Codul RT2, menționăm că Agenția pentru Securitate Cibernetică nu poate avea rol de instituție responsabilă pentru asigurarea	Nu se acceptă. Conform Legii nr. 48/2023 și HG nr. 1028/2023, ASC are atribuții de reglementare, supraveghere și coordonare în domeniul securității cibernetice. În această calitate, ASC: i) stabilește cerințele și standardele pe care operatorii trebuie	

		obligatorie a riscurilor de securitate cibernetică, întrucât agenții economici vor fi cei care vor negocia și încheia contracte cu societățile de asigurări. În acest sens, la acțiunea respectivă operatorii urmează a fi desemnați drept entități responsabile.	să le respecte (inclusiv cele legate de asigurarea riscurilor cibernetică, dacă sunt introduse prin norme); ii) monitorizează conformarea operatorilor la obligațiile stabilite; iii) raportează Guvernului și coordonează politicile publice sectoriale în materie de securitate cibernetică. Anume în această calitate, ASC este desemnată ca instituție responsabilă în Program. ASC nu încheie contracte de asigurare, dar are rolul de autoritate responsabilă de stabilirea cadrului și monitorizarea conformării operatorilor critici la cerințele de securitate cibernetică, inclusiv la obligația de a se asigura împotriva riscurilor cibernetică, dacă aceasta derivă din normele aplicabile. Mai mult ca atât, operatorii economici sunt entitățile care efectiv negociază și încheie polițele de asigurare, însă, în conformitate cu regulile de tehnică legislativă, aceștia nu pot fi desemnați ca „instituții responsabile” într-un Plan de acțiuni aprobat prin hotărâre de Guvern. Or, responsabilitatea lor derivă din normele sectoriale și din supravegherea exercitată de ASC , iar Programul are rolul de a stabili cadrul instituțional și autoritățile responsabile, nu de a impune obligații directe operatorilor privați.
	19.	La pag. 62, pct.157 referitor la <i>Tabelul 32. Structura și atribuțiile grupurilor tehnice de lucru</i>, în special GTL1 și GLTL 2 din care fac parte câte 8-10 membri (experți din domeniul public și privat) considerăm că această sarcină depășește atribuțiile MDED și ASC și urmează a fi asumată de MEN sau ANRE. În același context, menționăm neconcordanța acestor prevederi cu Capitolul V, pct. V. 6 Implementare sectorială și finanțare din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030, conform căruia ministerele, agențiile și alte autorități publice centrale urmează să desemneze un coordonator pentru	Nu se acceptă. În corespundere cu prevederile normative primare și secundare: 1) MDED este organul central de specialitate al administrației publice, care asigură realizarea politicii guvernamentale, inclusiv în domeniile tehnologia informației și economia digitală și securitate cibernetică (a se vedea pct. 1 în coroborare cu pct. 6 subpunctul 9 și 10/1 din Regulamentul cu privire la organizarea și funcționarea Ministerului Dezvoltării Economice și Digitalizării, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 143/2021). Deci, având mandatul legal al MDED de coordonare a politicilor digitale la nivel național, este pe deplin justificat rolul său ca lider al GTL1 (digitalizare). 2) ASC, conform Legii nr. 48/2023 și HG nr. 1028/2023, este autoritatea competentă la nivel național în domeniul securității cibernetică. Deci rolul său ca lider al GTL2 (securitate cibernetică) este legitim.

		transformarea digitală, la nivel de secretar de stat sau vice-director, responsabil de coordonarea procesului la nivel instituțional/sectorial.	3) Ministerul Energiei (MEn) și ANRE au competențe sectoriale (energie). Ei sunt beneficiarii direcți ai acestor grupuri și membri permanenți, dar nu coordonatori. Faptul că GTL-urile includ 8–10 membri nu depășește atribuțiile MDED sau ASC. Din contră, aceste instituții au exact mandatul de a aduce împreună actori publici și privați în domeniile lor. Dacă GTL-urile ar fi puse sub MEn sau ANRE, s-ar crea riscul de confuzie și chiar suprapunere de roluri, întrucât: a) MEn nu are competențe primare în digitalizare sau securitate cibernetică, acestea aparținând MDED și ASC. b) ANRE are un rol de reglementare și supraveghere economică, nu de coordonare a politicilor digitale/cibernetice. În plus, prin structură, Programul păstrează un echilibru: MDED și ASC conduc grupurile tehnice, dar Ministerul Energiei și ANRE rămân instituții responsabile sectorial și primesc rapoartele. Argumentul referitor la pretinsa neconcordanță între obligația de desemnare a unui coordonator pentru transformarea digitală la nivel de secretar de stat sau vice-director (conform Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030) și prevederile Programului de transformare digitală a domeniului energetic 2026–2030, care indică MDED și ASC în calitate de coordonatori ai GTL1 și GLTL 2 nu este susținut de niciun raționament obiectiv. Mai mult, obiecția în cauză nu are nicio legătură cu Programul, întrucât: - Strategia națională (2023–2030) stabilește un cadru general și obligatoriu pentru fiecare instituție publică → să își numească coordonatorul digital, - Programul sectorial (energie, 2026–2030) NU reglementează organizarea internă a ministerelor sau agențiilor. El stabilește <i>măsuri, acțiuni și indicatori</i> pentru digitalizarea și securizarea infrastructurii energetice; - Programul NU poate substitui deciziile interne ale ministerelor privind desemnarea coordonatorilor (care se fac prin ordine/dispoziții instituționale, nu prin Program sectorial).
--	--	--	--

		Argumente exprese care determină respingere acestei obiecții sunt: i) diferență de obiect: Strategia reglementează structura administrativă la nivel de minister/agenție; Programul reglementează acțiuni sectoriale în domeniul energetic. ii) lipsă de conflict: prevederile nu se suprapun → Strategia spune „instituțiile desemnează coordonatori”, iar Programul spune „se implementează acțiuni în energie sub coordonarea ministerelor și agențiilor responsabile”. Cele două se completează, nu se contrazic. iii) competențe distincte: desemnarea coordonatorilor digitali este o obligație instituțională, iar nerespectarea ei se sancționează; Programul sectorial nu are rolul și nici competența de a nominaliza sau confirma acești coordonatori. iv) tehnica legislativă: Un program aprobat prin hotărâre de Guvern nu poate dubla sau rescrie prevederile unei strategii naționale deja aprobate; el doar le operaționalizează sectorial.
	20.	În această ordine de idei, informăm că aceleași raționamentele sunt aplicabile și pentru pct.155 în privința angajamentelor atribuite MDED în cadrul Comitetului național de coordonare. Nu se acceptă. Pct. 155 (devenit pct. 157) reglementează rolul instituțiilor în cadrul Comitetului sectorial tehnic – membri permanenți sau membri consultanți. MDED este desemnat ca <i>membru permanent</i> și are atribuții în linie cu mandatul său legal: coordonarea politicilor digitale la nivel național (Legea nr. 136/2017 privind Guvernul și Hotărârile Guvernului nr. 143/2021 cu privire la organizarea și funcționarea Ministerului Dezvoltării Economice și Digitalizării). Atribuțiile prevăzute pentru MDED în Program – pct. 169 (coordonare digitalizare, integrarea politicilor digitale orizontale) - nu depășesc mandatul său și sunt chiar parte din responsabilitățile sale instituționale. Deci, MDED va acționa în cadrul Comitetului sectorial tehnic în limita atribuțiilor sale instituționale reglementate. Confuzia vine din interpretarea că MDED ar prelua coordonare sectorială în energie. În realitate, Programul prevede doar rol consultativ și de integrare digitală, sectorul energetic rămânând să fie coordonat de Ministerul Energiei și ANRE.

	21.	La pag. 63, Secțiunea 2-a, pct. 161, referitor la dezvoltarea standardelor menționate ca responsabilitate a MDED, aducem la cunoștință că Legea nr. 109/2025 privind datele deschise și reutilizarea informațiilor din sectorul public nu prevede atribuția MDED de elaborare a standardelor pentru date deschise. Singura normă prevăzută la art. 16, alin. (5) din Legea nr.109/2025 este în privința standardelor pentru publicarea datelor de cercetare finanțate din fonduri publice. Totodată, conform art.11 din legea menționată, MDED urmează să elaboreze și să promoveze <i>„instrucțiuni detaliate privind publicarea informațiilor, pentru a asigura uniformizarea și standardizarea procedurilor, facilitarea accesului la informații și creșterea transparenței instituționale”</i>.	Se acceptă. Atribuțiile au fost revizuite în sensul punerii lor în acord cu reglementările Legii nr. 109/2025 privind datele deschise și reutilizarea informațiilor din sectorul public
	22.	Suplimentar la responsabilitatea de <i>„facilitarea a minimum 5 parteneriate public-private majore și atragerea a 200 milioane MDL investiții private”</i> comunicăm că, sarcina respectivă de a facilita atragerea investițiilor pe domeniul de digitalizare a sectorului energetic ține de competența Ministerului Energiei.	Se acceptă parțial. La analiza juridică și instituțională a competențelor Ministerului Energiei și Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării, se constată că: 1) Ministerului Energiei are <i>competențe sectoriale directe</i>: i) dezvoltarea și modernizarea infrastructurii energetice; ii) aprobarea și monitorizarea investițiilor sectoriale; iv) coordonarea operatorilor de infrastructură critică energetică. 2) Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării are <i>competențe orizontale</i>: i) politici de atragere a investițiilor în ansamblu; ii) promovarea digitalizării ca politică publică transversală; iii) facilitarea PPP-urilor la nivel național. Parteneriate public-private (PPP) și investiții private în energie digitalizată se află la intersecția celor două competențe:

		- sectorial, Ministerului Energiei trebuie să cunoască și să gestioneze investițiile în infrastructura energetică; - orizontal, MDED are expertiza și instrumentele pentru a facilita mecanismele PPP și a atrage capital privat. Astfel, se acceptă obiecția că nu se poate ca doar MDED să fie responsabil de atragerea investițiilor în digitalizarea energetică, deoarece Ministerului Energiei este autoritatea sectorială care știe exact unde și cum se fac investițiile. Dar nu este justificat să fie exclus complet MDED, pentru că politicile de investiții și de digitalizare sunt în mandatul său și ar trebui să sprijine sectorul energetic. Pentru soluționarea problemei conturate, atribuția în cauză, la pct. 169 a fost revizuită, iar pct. 164, care reflectă atribuțiile Ministerului Energiei, a fost completat cu o atribuție care oglindește atribuția respectivă a MDED, astfel încât să se vadă clar partajarea rolurilor.
23.	La pag. 64, pct. 162 referitor la responsabilitățile ASC, menționăm că ASC nu deține competențe privind stabilirea cerințelor de securitate cibernetică. În acest context, menționăm că, cerințele de securitate cibernetică au fost deja stabilite de către Guvern prin Hotărârea de Guvern nr. 562/2025, iar conform prevederilor art.11 al Legii nr.48/2023 „<i>Guvernul, la propunerea autorității administrației publice centrale de specialitate responsabile de realizarea politicii de stat în domeniul securității cibernetice, aprobă cerințele specifice de securitate privind rețelele și sistemele informatice în funcție de sectorul, subsectorul, categoria și/sau tipul furnizorului de servicii.</i>”. Totodată, menționăm că, la moment ASC nu deține careva competențe privind certificarea operatorilor critici, iar atribuirea unei astfel	Se acceptă. Prevederile pct. 162 (devenit pct. 170) au fost revizuite în sensul prevederilor legale primare. Astfel că, ASC doar va (i) elaborează și propune Guvernului spre aprobare cerințele de securitate specifice pentru infrastructura digitală critică energetică (în temeiul art. 11 alin. (4) lit. b) din Legea nr. 48/2023) și (ii) va facilita conformarea operatorilor critici la cerințele de securitate cibernetică, inclusiv prin acțiuni de sprijin la certificarea acestora de către organismele competente, cu obiectivul ca 100% dintre operatorii critici să fie certificați până în 2027.

		de competențe către ASC, la moment, este inoportună.	
	24.	Ca remarcă generală, textul „ <i>incidente cibernetice majore</i> ” urmează să fie substituit cu textul „ <i>incident cibernetic cu impact semnificativ</i> ”, astfel cum este prestabilit în Legea nr.48/2023, pe tot parcursul textului proiectului.	Se acceptă.
	25.	La pag. 65, pct. 169 referitor la monitorizarea performanței instituționale, urmează a fi exclus MDDE din Tabelul 38, Indicatorul respectiv urmează să fie transferat la Ministerul Energiei.	Se acceptă. Întrucât indicatorul „Investiții private atrase” se referă la performanța sectorului energetic, iar Ministerul Energiei deține competențele și instrumentele de monitorizare a datelor privind investițiile realizate de operatorii de infrastructură critică și de alți actori din domeniu, se consideră oportun ca responsabilitatea primară pentru raportarea indicatorului să revină Ministerului Energiei..
Ministerul Educației și Cercetării (scr. nr. 08/ 3-09/ 7102 din 18.09.2025)	26.	Comunica următoarele obiecții și propuneri: În capitolul I, secțiunea „Introducere”, pct. 9, lit. e), expresia „Instituții academice și de cercetare cu expertiză în domeniu” se va reformula astfel: „Organizații din domeniile cercetării și inovării cu expertiză în domeniu” (conform Codului cu privire la știință și inovare).	Se acceptă.
	În cadrul secțiunii 8.5:		
	27.	Expresia „program național de burse pentru studii în domeniul energiei digitale (500 burse/an)” se va reformula astfel: „burse pentru studii în domeniul energetic și TIC”.	Se acceptă.
	28.	Expresia „parteneriate cu universități tehnice pentru programe dedicate (Smart Energy, Cyber-Energy Engineering)” se va reformula astfel: „parteneriate cu instituții de învățământ”.	Se acceptă.
	29.	Expresia „programe de reconversie profesionalii (2.000 persoane/an)” se va reformula astfel: „programe de	Se acceptă.

		<i>recalificare profesionalii ”.</i>	
	În cadrul Tabelului 33 (a devenit Tabelul 35):		
	30.	Expresia „500 burse/an pentru studii specializate” se va reformula astfel: „burse pentru studii în domeniul energetic și TIC”.	Se acceptă.
	31.	Expresia „parteneriate cu universități” se va reformula astfel: „parteneriate cu instituții de învățământ”.	Se acceptă.
	32.	expresia „reconversie 2.000 persoane/an” se va reformula astfel: „programe de recalificare profesionalii ”.	Se acceptă.
Agencia Națională pentru Reglementare în Energetică <i>(scr. nr. 03/5099 din 17.09.2025)</i>	33.	Digitalizarea domeniului energetic este un proces iminent și se va realiza odată cu dezvoltarea tehnologiilor informaționale, ceea ce presupune că atât întreprinderile reglementate, cât și instituțiile statului care asigură buna funcționare a ramurii vor trebui să se adapteze schimbărilor dictate de situația reală. În acest sens, <i>salutăm intenția Ministerului Energiei de a sistematiza acțiunile legate de digitalizarea domeniului energetic, prin întocmirea unui program structurat de transformare digitală pe un termen mediu.</i>	Se ia act.
	34.	În același timp ținem să menționăm că, pe lângă infrastructura digitală insuficient dezvoltată și vulnerabilă, menționată în pct. 14 al Programului, domeniul energetic, în special rețelele de transport a energiei electrice și rețelele de distribuție a energiei electrice/a gazelor naturale, sunt insuficient dezvoltate și necesită investiții majore pentru reabilitare și dezvoltare. În acest sens, <i>considerăm că digitalizarea sistemului trebuie să aibă loc simultan cu reabilitarea și dezvoltarea rețelelor electrice/a gazelor naturale, or digitalizarea unui sistem de distribuție sau transport cu instalații de forță</i>	Nu se acceptă. Programul de transformare digitală a domeniului energetic 2026–2030 are un obiectiv clar delimitat – <i>implementarea soluțiilor digitale și consolidarea securității cibernetice în sectorul energetic.</i> Acesta vizează digitalizarea infrastructurii și consolidarea securității cibernetice în sectorul energetic, dar NU este un program de investiții pentru reabilitarea sau modernizarea fizică a rețelelor. Obiectivele generale și specifice ale programului se concentrează pe: implementarea de platforme digitale; sisteme de management al datelor; monitorizare și control inteligent; standarde și interoperabilitate digitală; securitate cibernetică.

		învechite nu poate fi realizată în principiu, sau dacă se încearcă a fi realizat, reprezintă o utilizare irațională și ineficientă a potențialului investițional al operatorului de sistem. În acest sens, în procesul de aprobare a investițiilor și tarifelor/prețurilor pentru entitățile reglementate Agenția va rămâne fidelă principiului eficienței maxime la cheltuieli minime, stabilit de Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică, Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, Legea nr. 108/2016 cu privire la gazele naturale și Legea nr. 92/2014 cu privire la energia termică și promovarea cogenerării.	Programul NU poate fi extins la gaze sau reabilitare rețelelor, din următoarele motive: Domeniu de aplicare este clar delimitat - Programul are ca obiect digitalizarea și securitatea cibernetică a infrastructurii energetice; - Reabilitarea și dezvoltarea rețelelor de transport/distribuție constituie obiect al altor politici sectoriale și programe de investiții (de ex., Planul de dezvoltare a rețelelor de transport/distribuție aprobat de ANRE); Diferența de natură a investițiilor - Reabilitarea rețelelor = investiții de capital, cu planificare multi-anuală, bugete mari și aprobări ale ANRE; - Digitalizarea = investiții funcționale și tehnologice, menite să optimizeze și să protejeze infrastructura existentă; - Combinarea într-un singur Program ar face imposibilă delimitarea surselor de finanțare și a responsabilităților; Structură instituțională diferită: - ANRE este responsabilă pentru aprobarea investițiilor în rețele și aplicarea principiului eficienței. - Ministerul Energiei și operatorii de sistem au programe dedicate reabilitării. - Programul de digitalizare nu poate substitui aceste instrumente. Etapizarea logică - Digitalizarea se poate desfășura în paralel cu reabilitarea fizică: acolo unde rețelele sunt modernizate, soluțiile digitale se integrează imediat. - Programul nu exclude această paralelă, dar nici nu o reglementează, întrucât este responsabilitatea altor documente de politici și investiții. Generalizând, reabilitarea și dezvoltarea infrastructurii fizice de transport și distribuție a energiei electrice, a gazelor naturale sau a energiei termice constituie obiect al altor programe și politici sectoriale, gestionate de Ministerul Energiei, ANRE și operatorii de sistem, în baza legislației
--	--	--	--

		sectoriale menționate. Programul de digitalizare nu substituie aceste documente, ci le completează prin introducerea instrumentelor digitale care vor fi integrate progresiv, pe măsura modernizării infrastructurii.
La proiectul Programului:		
35.	La pct. 83 se propune includerea după textul „care trebuie să fie aprobate corespunzător de către ANRE” a următorului text „în conformitate cu Regulamentul privind planificarea, aprobarea și efectuarea investițiilor, aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 283/2016 și Regulamentul privind planificarea, aprobarea și efectuarea investițiilor în sectorul termoelectric, aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 494/2025”.	Nu se acceptă. Art. 55 alin. (3) din Legea nr. 100/2017 cu privire la actele normative interzice trimiterea la un act normativ inferior – „(3) Nu se admite trimiterea la o altă normă de trimitere, precum și trimiterea la un act normativ de nivel inferior. ”. Or, actele ANRE sunt acte inferioare hotărârilor Guvernului. Mai mult ca atât, cuvintele „aprobate corespunzător” este o expresie care acoperă procedurile de aprobare stabilite de ANRE. Totodată, neincluderea acestor trimiteri nu exclude aplicarea actelor indicate ale ANRE.
36.	La Tabelul 17 se propune revizuirea dinamicii indicatorilor, cum ar fi SAIDI, SAIFI, etc. ținând cont de Regulamentul cu privire la calitatea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Hotărârea ANRE nr. 537/2020.	Se acceptă. Tabelul a fost ajustat, astfel încât valorile de referință și țintele stabilite pentru acești indicatori să fie preluate și urmărite în concordanță cu prevederile Regulamentului menționat, pentru a asigura consistență și coerență legislativă. Întrucât valorile indicatorilor se actualizează periodic de ANRE (în funcție de performanța operatorilor, planuri de investiții, etc.), s-a considerat optim de a utiliza doar trimiterea la regulamentul menționat pentru a evita riscul ca cifrele exacte să nu mai fie valabile la data implementării, cât și riscul să apară contradicții între Program și Regulament (care are forță juridică superioară și e obligatoriu pentru operatori).
37.	La pct. 104 , se constată o atribuire improprie a responsabilităților pentru Agenție. Formularea conform căreia „ANRE va consolida datele” provenite din „audituri semestriale pentru conformitatea ISO 27001 și NIS2” nu corespunde mandatului legal și nici capacității tehnice a Agenției de a evalua, valida sau consolida datele primare din audituri de certificare, această activitate fiind de competența Nr. 03/5099 din 17.09.2025 exclusivă a organismelor de audit acreditate.	Se acceptă. Cu adevărat, evaluarea și consolidarea datelor din auditurile de conformitate reprezintă competența exclusivă a organismelor de audit acreditate. ANRE are rolul de a recepționa rapoartele sau certificatele respective și de a le utiliza ca dovezi în procesul de monitorizare a obligațiilor operatorilor de infrastructură critică. Astfel, pct. 104 a fost reformulate corespunzător.

		Rolul ANRE este de a recepționa rapoartele de audit sau certificatele de conformitate în calitate de dovezi în procesul de monitorizare a obligațiilor impuse operatorilor. Prin urmare, se solicită reformularea punctului pentru a reflecta obligația operatorilor de a prezenta Agenției rapoartele de audit, cât rolul ANRE de a lua în considerație rapoartele respective.	
	38.	La pct. 139 se propune includerea după textul „la programe de flexibilitate” a următorului text: „în conformitate cu metodologiile și regulamentele aprobate de ANRE”.	Se acceptă.
	39.	La pct. 155 cu referire la participarea Directorului ANRE în calitate de membru consultant în Comitetul național de coordonare, se solicită clarificarea faptului că această participare are un rol exclusiv de expertiză și consultanță tehnică și nu substituie sau prejudiciază în niciun fel procedurile decizionale legale ale Consiliului de administrație al ANRE în procesul de avizare și aprobare a actelor de reglementare sau a planurilor de investiții.	Se acceptă.
	40.	La pct. 159 se propune excluderea obligației Agenției privind certificarea sistemelor de contorizare inteligentă, cât și obligația elaborării a patru pachete de reglementare. Atribuțiile Agenției, cât și actele de reglementare ce sunt aprobate de Agenție sunt prevăzute în Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică și în legile sectoriale. Considerăm că, prin programul supus avizării, Agenției nu-i pot fi impuse obligații care nu sunt stabilite de lege	Se acceptă.
	41.	La pct. 160 se propune excluderea următorului text „menținerea timpului mediu de aprobare a tarifelor la maximum 60 de	Se acceptă.

		zile”, ținând cont că termenele pentru examinarea și aprobarea prețurilor și a tarifelor reglementate sunt prevăzute în legile sectoriale și diferă de termenul dat. În sectoarele gaze, termoeenergetic și electroenergetic termenul de examinare a cererilor de aprobare a prețurilor și tarifelor reglementate este stabilit de 90 de zile calendaristice. Termenul respectiv este dictat de cerințele privind transparența în procesul decizional și nu de eficiența activității ANRE. De altfel, Agenția a demonstrat în repetate rânduri capacitatea de a reduce la maxim a acestui termen, chiar și sub limita prevăzute de program. În această ordine de idei, atingerea obiectivului de 60 zile propus nu ține neapărat de digitalizarea sectorului.	
Serviciul Tehnologia Informației și Securitate Cibernetică <i>(scr. nr. 1.4/1477/25 din 16.09.2025)</i>	42.	În proiectul hotărârii, din cuprinsul clauzei de adoptare se va exclude textul „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)”, întrucât o hotărâre a Guvernului nu poate constitui temei legal de adoptare pentru o altă hotărâre a Guvernului. Or, potrivit art. 102 alin. (2) din Constituția Republicii Moldova și art. 14 alin. (1) din Legea nr. 100/2017 cu privire la actele normative, hotărârea Guvernului se adoptă pentru organizarea executării legilor.	Se acceptă conceptual. Este adevărat că art. 102 alin. (2) din Constituție și art. 14 alin. (1) din Legea nr. 100/2017 cu privire la actele normative stabilesc că hotărârile Guvernului se adoptă pentru organizarea executării legilor. Totuși, în practica de elaborare normativă, în clauza de adoptare se menționează nu doar legi, ci și documente de politici aprobate prin hotărâri ale Guvernului, atunci când proiectul de hotărârii Guvernului un instrument de implementare a acestora. Totodată, trebuie să se ia în considerare funcția programelor și strategiilor aprobate prin hotărâri de Guvern. Astfel, - Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova (HG nr. 650/2023) are statut de document de politici publice național, aprobat de Guvern, deci cu forță juridică în ierarhia actelor de politici; - Programele sectoriale (cum este Programul de transformare digitală a domeniului energetic 2026–2030) sunt instrumente de implementare ale acestor strategii.

		Excluderea mențiunii din clauza de adoptare ar rupe legătura explicită dintre program și documentul-cadru național, diminuând coerența cadrului normativ. Prin urmare, da, hotărârea de Guvern nu este temei legal primar, dar poate fi invocat în clauza de adoptare ca document de politici care se implementează. În acest sens, există precedente și practică normativă unde strategiile aprobate prin hotărâri de Guvern sunt menționate expres. Pentru a evita orice echivoc, formularea a fost ajustată („pentru realizarea obiectivelor prevăzute în...”), subliniind că mențiunea strategiei respective trebuie păstrată pentru a garanta coerența între programul sectorial și strategia națională.
La proiectul Programului		
43.	În Lista de abrevieri și acronime, textul „Ministerul Sănătății, Muncii și Protecției Sociale” se va substitui cu „Ministerul Muncii și Protecției Sociale”. În acest context se va revedea și abrevierea autorității pentru protecție socială;	Se acceptă.
44.	Din cuprinsul pct. 13 se va exclude textul „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.”, întrucât aceste date, în modul în care au fost expuse, la moment nu pot fi confirmate de către STISC. Prin urmare, este important ca autorul să verifice toate datele pe care le indică în Program, cu indicarea expresă a sursei. Suplimentar, comunicăm că datele privind evenimentele cibernetice asupra infrastructurii guvernamentale în ansamblu	Se acceptă.

		poate crea confuzie și denatura analiza situațională din domeniul energetic, or dacă autorul dorește să evidențieze situația din domeniul energetic urmează să expună informație relevantă infrastructurii critice din domeniu cu indicarea sursei oficială a datelor.	
	45.	La sbp. 51.4. , abrevierea „MConect” se va indica conform abrevierii cu care operează Hotărârea Guvernului nr. 211/2019 privind platforma de interoperabilitate (MConnect);	Se acceptă.
	46.	La pct. 186 , abrevierea „MCloud” se va substitui cu denumirea completă „platforma tehnologică guvernamentală comună (MCloud)” conform Hotărârii de Guvern nr. 128/2014 privind platforma tehnologică guvernamentală comună (MCloud).	Se acceptă.
Agencia de Guvernare Electronică <i>(scr. nr. 3007-187 din 17.09.2025)</i>	La proiectul Programului:		
	47.	Abrevierile aferente platformelor și sistemelor informaționale partajate (MConnect, MCabinet etc.) se vor reda cu denumirea completă stabilită de actele normative care le reglementează, cu indicarea între paranteze a abrevierii sau acronimului care urmează a fi utilizat în tot textul proiectului.	Se acceptă.
	48.	Pentru sistemelor și resursele informaționale prevăzute la punctele 51, 52 și 53 și mecanismul de interoperabilitate prevăzut la pct. 186 se va face mențiunea despre „integrarea sistemelor și resurselor informaționale din domeniul energetic la infrastructura guvernamentală comună, în special prin integrarea sistemele informaționale partajate instituite de Guvern (MConnect, MDocs, MPass, MPay, MNotify, aplicația guvernamentală integrată a serviciilor electronice EVO, Portalul guvernamental integrat EVO etc.)”.	Se acceptă.

	49.	La punctele 63. Sistem de facturare (Billing System) și 93. Aplicații mobile pentru consumatori , se va ține cont de prevederile Hotărârii Guvernului nr.5/2024 care reglementează Conceptul aplicației guvernamentale integrate a serviciilor electronice EVO și prevederile Hotărârii Guvernului nr. 712/2020 cu privire la serviciului guvernamental de plăți electronice (MPay). Aplicația EVO este o soluție bazată pe aplicații mobile, care permite persoanelor fizice și juridice să acceseze servicii electronice, date din registrele de stat și să dețină versiuni digitale ale actelor de identitate și ale altor documente-cheie, soluție care, de altfel, poate fi utilizată inclusiv pentru notificări aferente consumului de energie și proceselor conexe, care este integrată cu serviciului (MPay) pentru încasarea plăților.	Se acceptă.
Ministerul Mediului <i>(scr. nr. 02-07/2581 din 16.09.2025)</i>	50.	Urmare examinării proiectului de hotărâre cu privire la aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 (număr unic 719/MEn/2025), autor – Ministerul Energiei, Ministerul Mediului comunică susținerea acestuia exprimând lipsa de obiecții sau propuneri. Totodată, în vederea asigurării credibilității, sugerăm autorului să includă sursa datelor prezentate în tabele (ex. <i>Tabelul 1. Date dezagregate privind gospodăriile vulnerabile, Tabelul 2. Structura consumului energetic pe categorii</i>).	Se acceptă
Ministerul Finanțelor <i>(scr. nr. 05-17/202/1360 din 18.09.2025)</i>	51.	Ministerul Finanțelor a examinat repetat proiectul de hotărâre cu privire la aprobarea Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 (număr unic	Se acceptă

		719/MEn/2025), remis spre avizare, și în limita competențelor funcționale, reiterează poziția expusă prin scrisoarea nr. 05-17/187 din 15.08.2025. Cu referire la Nota de fundamentare, comunicăm următoarele: Pct. 4.2. „Impactul financiar și argumentarea costurilor estimative”, în conformitate cu art. 30 al Legii nr.100/2017 cu privire la actele normative, nu a fost completat cu estimările și sursa de finanțare a prevederilor de țin de implementarea Programului, ceea ce nu poate furniza o informație clară asupra proiectului de hotărâre. Dat fiind faptul că, din costul total al programului 1807,8 mil.lei, din care 1560,0 mil.lei, sau 86,3 la sută, constituie costuri neacoperite, există un risc sporit privind sursa de finanțare a acțiunilor incluse în Plan și poate afecta implicit și bugetul de stat.	
	52.	Totodată, se constată incertitudinea surselor necesare pentru acoperirea tuturor costurilor aferente implementării Programului și, implicit riscul imposibilității implementării integrale a Programului din lipsa resurselor necesare. Astfel, Ministerul Finanțelor reiterează asupra necesității completării Notei de fundamentare în acest sens.	Se acceptă conceptual. În acest sens, argumentele au fost relevate la propunerea 8 din Sinteză. 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
Avizare și consultare publică repetată			
Cancelaria de Stat (scr. nr. 21/1-69-9862 din 22.09.2025)	53.	Se reiterează necesitatea revizuirii unor indicatori de monitorizare propuși în planul de acțiuni al Programului. Pentru indicatorul nr. 2 din acțiunea 3.2.3 este propusă o țintă de 10-15% pentru 2025, pe când Programul vizează perioada 2026-2030, și termenul de realizare pentru acest indicator este prezentat ca T2 2026 – T4	Se acceptă.

		2030. Este necesară clarificarea acestei ținte, stabilind ținta concretă de 15%, întrucât o țintă variabilă de 10-15% nu prezintă un rezultat concret.	
	54.	După același principiu, se vor revizui țintele indicatorilor 1 și 2 acț. 3.1.4, pentru care la fel sunt stabilite ținte pentru 2025, pe când termenul de realizare este T2 2026 – T4 2030.	Se acceptă. Cu adevărat, întrucât termenul de realizare al acțiunii este T2/2026 – T4/2030, deci activitatea începe efectiv în semestrul II al anului 2026, se impune corelarea acestora. Astfel, dacă acțiunea începe în 2026, atunci și anul de referință pentru indicatori și ținte trebuie ajustat la 2026 – ceea ce s-a și realizat.
		De asemenea, se va revizui ținta pentru indicatorul de monitorizare nr. 2 acț. 2.3.2, care stabilește o țintă de 100% atât pentru anul 2026, cât și pentru 2027. Or, nu considerăm corect de a stabili aceeași țintă de 100% pentru doi ani consecutivi. În acest sens, pentru indicatorul respectiv se propune identificarea unei ținte intermediare pentru anul 2026.	Se acceptă.
	55.	În ceea ce privește instituirea Comitetului sectorial tehnic de coordonare pentru digitalizarea și securitatea energetică, menționat în Capitolul IX „Autorități și instituții responsabile”, se subliniază necesitatea ajustării structurii propuse. Acest Comitet are rolul de a asigura coordonarea tehnică și operațională a implementării Programului, ceea ce reprezintă o activitate strict instituțională, aflată în competența Ministerului Energiei, și nu o responsabilitate de nivel guvernamental. Pentru discutarea și validarea unor decizii sau politici cu caracter strategic, care vor necesita implicarea nivelului politic de coordonare, acestea vor fi înaintate pe platforma Comitetului interministerial pentru planificare strategică.	Se acceptă. Totuși, trebuie de avut în vedere că domeniul energetic are statut de infrastructură critică națională și este tratat explicit ca domeniu strategic în Strategia securității naționale și în Planul național integrat energie-climă. Prin urmare, chiar și o structură tehnică sectorială trebuie să aibă o punte instituțională către nivelul guvernamental, pentru a asigura coerență cu deciziile strategice și pentru a integra digitalizarea energetică în ansamblul tranziției verzi și digitale. Astfel, se propune, în calitate de soluție de compromis: a) Ministerul Energiei rămâne coordonatorul și conducătorul Comitetului sectorial tehnic. b) se desemnează, însă, un reprezentant desemnat al Prim-ministrului cu rol de consultant, nu de conducere. Această formulă păstrează caracterul operațional al Comitetului, dar asigură și legătura cu Guvernul, fără a-l transforma într-un organ de nivel politic.

		Prin urmare, atribuția de a institui și organiza activitatea Comitetului sectorial tehnic de coordonare pentru digitalizarea și securitatea energetică revine în exclusivitate Ministerului Energiei, iar conducerea acestuia urmează a fi exercitată de către Ministrul Energiei. Totodată, menționăm că suportul administrativ și activitățile de secretariat aferente acestui Comitet nu se încadrează în atribuțiile și funcțiile Cancelariei de Stat, acestea urmând a fi puse exclusiv în sarcina Ministerului Energiei, în conformitate cu rolul său de autoritate responsabilă pentru implementarea Programului.	
	56.	Se reiterează verificarea integrală a documentului, cât și a notei de fundamentare prin prisma uniformizării denumirilor obiectivelor specifice și generale și terminologiei utilizate.	Se acceptă.
Expertizare			
Centrul Național Anticorupție (scr. nr. 06/2/16597 din 18.09.2025)	57.	Conform prevederilor art. 28 alin. (2) lit. a) din Legea integrității nr. 82/2017: „Agenții publici și entitățile publice cu drept de inițiativă legislativă, alte entități publice care elaborează și promovează proiecte de acte legislative și normative, precum și Secretariatul Parlamentului, în cazul inițiativelor legislative ale deputaților, au obligația de a supune expertizei anticorupție proiectele de acte, cu excepția documentelor de politici și documentelor de planificare”. Prin urmare, apreciind prin prisma prevederilor art. 28 alin. (2) lit. a) din Legea nr. 82/2017 citat supra, coroborat art.36 al Legii nr.100/2017, proiectul înaintat nu este pasibil de expertiza anticorupție.	Se ia act.

Ministerul Justiției	La proiectul hotărârii:		
(nr.04/2-9224din 22.09.2025)	58.	La pct. 2 , cuvintele „Autoritățile și instituțiile responsabile” propunem a fi detaliate, prin completarea cu referirea la autoritățile și instituțiile prevăzute în Planul de acțiuni al <i>Programului de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030</i> .	Se acceptă parțial. Indicarea exactă a tuturor autorităților responsabile de implementarea Programei nu este oportună din raționamentele expuse mai jos. Totuși, pentru a da previzibilitate normei, am completat-o cu textul „ al Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030”. Respectiv, este clar că se au în vedere autoritățile responsabile de implementarea Programului, adică de executarea acțiunilor din Planul de acțiuni al programului. Așa cum spuneam supra, relevăm că raționamentele contrazic propunerea sunt următoarele: a) încărcarea inutilă a normei. Enumerarea exhaustivă a tuturor autorităților și instituțiilor ar transforma norma într-o listă stufoasă, greu de urmărit și contrară cerinței de claritate și concizie prevăzută de Legea nr. 100/2017 privind actele normative. Norma trebuie să fie lizibilă și aplicabilă, dar nu să repete tabelele și anexele programului; b) redundanță legislativă. Planul de acțiuni al Programului de transformare digitală pentru 2026–2030 deja conține indicarea autorităților responsabile pentru fiecare măsură. Reluarea acestei informații în corpul hotărârii ar însemna o dublă reglementare, generând inconsecvențe atunci când, pe parcursul implementării, apar modificări. În practică, ar fi imposibil de menținut permanent sincronizarea dintre normă și Plan; c) lipsa flexibilității. Enumerarea rigidă a tuturor autorităților și instituțiilor ar îngreuna adaptarea ulterioară la schimbări instituționale (reforme, reorganizări, comasări). Orice modificare ar impune amendarea actului normativ de bază, chiar și pentru schimbări minore de denumire sau structură. Aceasta contravine principiului eficienței legislative; d) neconcordanțe cu nivelul de reglementare. Hotărârea Guvernului are rolul de a aproba cadrul general și mecanismele de implementare. Detalierea punctuală a fiecărei autorități este specifică anexelor tehnice sau Planului de

			acțiuni, nu textului normativ de bază. Menținerea distincției este necesară pentru coerență și ierarhia actelor normative; e) previzibilitatea și aplicabilitatea practică. Formularea generală „autorități și instituții responsabile, conform Planului de acțiuni” asigură suficientă claritate și, în același timp, trimite la documentul în care acestea sunt detaliate. Astfel, beneficiarii normei au acces direct la informație actualizată, fără a fi împovărați de o listă redundantă în textul principal.
	59.	La pct. 2, subpct. 2.1 și 2.2 , cuvântul „Programul” se va substitui cu cuvântul „Programului”.	Se acceptă.
	60.	La pct. 3 și 4 , cuvintele „Programului nominalizat” și cuvintele „Program menționat” se vor substitui cu denumirea deplină a <i>Programului</i> care se aprobă, sau se vor completa cu textul „la pct. 1”. Atragem atenția că, potrivit art. 54 alin. (1) lit. i) al <i>Legii nr. 100/2017</i> , exprimarea prin abrevieri a unor denumiri sau termeni se poate face numai după explicarea acestora în text, la prima folosire.	Se acceptă.
	61.	Referitor la formula de atestare a autenticității actului, remarcăm faptul că potrivit art. 102 alin. (4) din <i>Constituția Republica Moldova</i> și art. 36 alin. (2) din <i>Legea nr. 136/2017 cu privire la Guvern</i> , hotărârea adoptată de Guvern se semnează de Prim-ministru și se contrasemnează de miniștrii care au obligația punerii acesteia în aplicare și/sau care sunt responsabili de domeniile de activitate care intră parțial sau integral în obiectul de reglementare al actului contrasemnăt. În acest sens, în lista contrasemnatarilor trebuie să se regăsească calitatea de ministru. Respectiv, textul „Viceprim-ministru, dezvoltării economice și digitalizării” se va substitui cu textul	Se acceptă.

		„Viceprim-ministru, ministrul dezvoltării economice și digitalizării”.	
	62.	La anexa proiectului - Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030 (în continuare - Program): În parafa de aprobare, textul „nr. ___ din _____ 2025” se va substitui cu textul „nr. ___/2025”, în vederea respectării regulilor de tehnică legislativă și a uzanțelor de redactare a actelor normative.	Se acceptă.
	63.	Cu referire la tabelul în care este expusă lista de abrevieri și acronime, se recomandă excluderea acestuia, explicarea abrevierilor fiind realizată la prima folosire a acestora în text, în corespundere cu art. 54 alin. (1) lit. i) al <i>Legii nr. 100/2017</i> . Totodată, proiectul se va revizui suplimentar, în scopul detalierii, la prima folosire, a tuturor abrevierilor utilizate în Program.	Nu se acceptă. Lista abrevierilor a fost inclusă la propunerea Cancelariei de Stat, expusă în scrisoarea nr. 21/1-113-9136 din 26.08.2025. Suplimentar, obiecția este inaplicabilă programului din următoarele motive: a) distincția dintre actul normativ și anexele sale. Art. 54 alin. (1) lit. i) din Legea nr. 100/2017 se aplică actului normativ propriu-zis (hotărârii Guvernului), nu și programelor, strategiilor sau planurilor care constituie anexe cu caracter tehnic și explicativ. Programul este un document complex, distinct ca structură și volum, dar atașat hotărârii, iar pentru acesta se aplică reguli de redactare specifice documentelor de politici, unde tabelele de abrevieri sunt standard; b) coerența și lizibilitatea Programului. Un program sectorial de peste 100 de pagini, cu multiple capitole tehnice (energie, digitalizare, infrastructură), folosește frecvent termeni specializați și abrevieri internaționale (UE, TEN-T, NIS2, ICT, etc.). Excluderea tabelului ar îngreuna lectura, obligând cititorul să reia permanent definițiile din text. Tabelul de abrevieri este o practică universală în documentele de politici publice, facilitând accesibilitatea și coerența ; c) complementaritate, nu contradicție. Explicarea abrevierilor la prima utilizare și existența unui tabel recapitulativ nu se exclud reciproc, ci se completează. Norma (art. 54 alin. (1) lit. i)) nu interzice menținerea unui tabel, ci stabilește cerința minimă de explicare la prima

		apariție. Inserarea unui tabel suplimentar răspunde unei nevoi practice de orientare rapidă și nu contravine principiilor de tehnică legislativă; d) necesitatea alinierii la documentele UE și internaționale. Programul transpune și corelează politici și reglementări europene, unde tabelele de abrevieri sunt o regulă constantă. Eliminarea acestuia ar îndepărta documentul de la formatul standard european, reducându-i compatibilitatea și recunoașterea tehnică; e) claritatea pentru publicul țintă. Programul nu se adresează doar juriștilor sau funcționarilor care citesc legea propriu-zisă, ci și experților tehnici, partenerilor de dezvoltare, mediului privat și societății civile. Pentru aceștia, un tabel de abrevieri este un instrument esențial de orientare, care garantează transparență și accesibilitate.
La textul Programului		
64.	La pct. 1 , după textul „Programul de transformare digitală a domeniului energetic al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030” se recomandă a fi prevăzut textul „(în continuare – Program)”. Ulterior, în tot textul proiectului se va opera cu acest termen prescurtat;	Se acceptă.
65.	La pct. 1 , textul „Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030” se va completa cu textul „aprobată prin Legea nr. 315/2022 (în continuare - Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”)”.	Se acceptă.
66.	La pct. 2 , textul „Regulamentul aprobat prin HG 386/2020” se va substitui cu textul „Regulamentul cu privire planificarea strategică, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 386/2020”.	Se acceptă.
67.	La pct. 3, subpct. 3.3 , textul „Legea securității cibernetice nr. 48/2023” se va substitui cu textul „Legea nr. 48/2023	Se acceptă.

		privind securitatea cibernetică” (observație valabilă în tot textul proiectului);	
	68.	La pct. 3, subpct. 3.3, textul „Directiva NIS2 a Uniunii Europene” se va substitui cu denumirea concretă a actului Uniunii Europene la care se face referire;	Se acceptă parțial. Întrucât „NIS 2” este descifrat în Tabelul abrevierilor, la explicație, a fost inclusă denumirea integrală a Directivei NIS 2.
	69.	- potrivit textului „ <i>Totodată, Planul de acțiune al UE privind digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552 final) și documentul de lucru însoțitor (SWD(2022) 341 final) stabilesc cadrul european pentru transformarea digitală a domeniului energetic, evidențiind următoarele necesități: dezvoltarea rețelelor inteligente și integrării contoarelor inteligente; crearea unui spațiu comun european de date energetice; consolidarea securității cibernetică 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.</i> ”, înțelegem că prin respectivul proiect se dorește transpunerea unor documente secundare ale Uniunii Europene, denumirea cărora nici nu este identificată conform rigorilor de tehnică legislativă, utilizându-se abrevieri, care necesită a fi detaliate. Totodată, având în vedere intenția de transpunere a unor acte UE, proiectul urmează a fi revăzut prin prisma art. 31 alin. (2) și (4) al Legii nr. 100/2017, care prevede că actele normative cu relevanță	Se acceptă parțial. Programul nu are ca scop transpunerea Planului de acțiune al UE privind digitalizarea sistemului energetic (COM(2022) 552 final) și a documentului de lucru însoțitor (SWD(2022) 341 final). Totuși, având în vedere perspectiva integrării, la elaborarea Programului și a Planului de acțiuni al Programului, s-au avut în vedere acțiuni planificate pentru UE, astfel ca, la un eventual moment de transpunere sau racordare la rețele comunitare, operatorii naționali să fie deja pregătiți, cel puțin parțial. Pentru a evita confuzii și interpretări arbitrare, ultima propoziție a fost revizuită, atribuindu-i-se următorul cuprins: „Prezentul Program oferă cadrul de acțiune pentru valorificarea acestor orientări europene și adaptarea lor la specificul Republicii Moldova”

		UE sunt marcate cu sigla „UE” și conțin clauza de armonizare conform modelului aprobat de Guvern. Pentru proiectele actelor normative cu relevanță UE, autorul proiectului întocmește tabelul de concordanță. Aceste aspecte, precum și alte reglementări din proiect ce vizează referința la actele UE se vor coordona cu Centrul de Armonizare a Legislației.	
	70.	La pct. 4 , după textul „Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 650/2023” se propune a fi completat cu textul „(în continuare - Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030)”.	Se acceptă.
	71.	La pct. 5 , după textul „direcția prioritară nr. 11” se va completa cu textul „a Obiectivului general nr. 3”.	Se acceptă.
	72.	La pct. 6 , textul „direcții conexe:” se va substitui cu textul „direcții prioritare a Obiectivului general nr. 3 din Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030:”.	Se acceptă.
	73.	La subpct. 7.1 , referința la Obiectivul nr. 3 din Strategia națională de dezvoltare „Moldova Europeană 2030” urmează a fi revăzută, întrucât acesta are ca obiect general 4 de reglementare „Garantarea educației corespunzătoare și de calitate pentru toți pe tot parcursul vieții” și nu corespunde cu cele reglementate în subpunctul criticat. De asemenea, în întreg proiectul <i>Programului</i> recomandăm a fi revăzute suplimentar referințele la unele elemente structurale ale actelor normative sau la unele obiective/direcții principale ale unor strategii/programe, în scopul	Se acceptă conceptual. Referința de la pct. 7.1. nu are nicio tangență cu obiectivul general nr. 4, or, acesta din urmă se referă la ridicarea nivelului de cultură și de dezvoltare personală.

		corespunderii acestora cu norma de trimitere.	
	74.	Subpct. 7.1.3 -7.1.7 urmează a fi analizate suplimentar, deoarece acestea nu țin de secțiunea 5.15 „Securitate și eficiență energetică, energie din surse regenerabile” a <i>Strategiei naționale de dezvoltare „Moldova Europeană 2030”</i>.	Nu se acceptă. Direcțiile indicate la punctul 7 subpunctele 7.1.3 – 7.1.7. reies expres din direcția de politici 5.15, care prevede: <i>5.15. Securitate și eficiență energetică, energie din surse regenerabile</i> 1) <i>Facilitarea creării centrelor regionale ecoenergetice în scopul ridicării gradului de autonomie energetică la nivel local prin utilizarea resurselor energetice regenerabile (O1.1, O2.4, O9.2, O9.3, O10.1, O10.3).</i> 2) <i>Asigurarea condițiilor necesare pentru instalarea a circa 410 MW capacități noi de generare a energiei electrice din surse regenerabile și accelerarea ritmului de instalare a acestora.</i> 3) <i>Complementarea plăților curente din cadrul programului de ajutor pentru perioada rece a anului cu subvenții pentru implementarea măsurilor de eficiență energetică (O1.2, O2.4, O5.1, O6.1, O7.2, O9.3, O10.1–O10.3).</i> 4) <i>Accelerarea implementării proiectului „Interconectarea rețelelor de energie electrică dintre Republica Moldova și România” și crearea depozitelor comune de gaze naturale ale Republicii Moldova și României (O1.1, O1.2, O2.4, O9.2, O10.1, O10.3).</i> 5) <i>Asigurarea condițiilor necesare pentru derularea investițiilor de stocare a energiei provenite din surse regenerabile în concordanță cu apariția noilor capacități de generare (O1.1, O1.2, O2.4, O9.2, O10.1, O10.3).</i> 6) <i>Folosirea masei verzi a culturilor leguminoase perene pe terenuri arabile în scopul fixării azotului biologic (pentru înlocuirea azotului tehnic din îngrășămintele minerale) pentru producerea biogazului prin „metanizare” (O1.2, O10.1–O10.4).</i> 7) <i>Asigurarea condițiilor pentru crearea unor culturi energetice destinate să producă biomasă lemnoasă în cantități industriale și dezvoltarea capacităților de producție a diverselor tipuri de biocombustibil, inclusiv brichete și pelete de lemn (O1.2, O10.1–O10.4).</i>

		8) <i>Promovarea întreprinderilor durabile și crearea locurilor de muncă decente pentru toți prin promovarea antreprenoriatului ecologic, prin înființarea de afaceri ecologice, întreprinderi ecologice și prin intervenții sectoriale în construcții, deșeuri, energie, turism, silvicultură și agricultură (O1.2, O10.1–O10.4).</i> Probabil s-a creat o confuzie la studierea comparativă a prevederilor prin proiectul Programului și direcția 5.15 din strategia numită. Mai ales că direcțiile formulate în Program nu sunt copiate mot-a-mot din strategie, dar sunt parafrazate.
	75.	La punctul 7 subpct. 7.2, se va indica actul prin care s-a aprobat Programul de activitate al Guvernului, care prevede acțiunea indicată în acest subpunct (observație similară și pentru subpct. 7.5, precum și pentru alte puncte din <i>Program</i> care fac referire la strategii, planuri de acțiuni, programe, acorduri, tratate, etc., dar la care nu sunt indicate actele normative prin care s-a aprobat/ratificat acestea. De asemenea, denumirile documentelor se vor expune integral, astfel cum acestea au fost aprobate/ratificate). Se acceptă de principiu. În partea ce se referă la Programul de activitate al Guvernului nu se adoptă prin vreun act normativ. Acesta este un document politic și nu se supune adoptării printr-un act normativ. Celelalte acte de politici și normative au fost verificate și completate cu informația despre actul prin care au fost aprobate, după caz
	76.	La punctul 7, subpct. 7.3 se va exclude, ținând cont de faptul că <i>Strategia securității informaționale 2019-2024</i>, aprobată prin <i>Hotărârea Parlamentului nr. 257/2018</i> are termenul de aplicare depășit. Se acceptă.
	77.	Cu referire la punctul 7 subpct. 7.6, atragem atenția că în situația proiectului <i>Programului</i> examinat nu putem face referire la actele UE, dacă acestea nu sunt transpuse în actele naționale. Totodată, atragem atenția că în situația în care actele UE sunt transpuse în actele normative naționale, se face referire expresă la actul național care a transpus actul UE și nu nemijlocit la actul UE (observație valabilă) Se acceptă. Prevederea a fost revizuită.

		și pentru alte puncte din proiect în care se face referire directă la actele UE).	
	78.	La definitivarea capitolului III „Obiective generale” se va ține cont de dispozițiile subpct. 18.3 din <i>Regulamentul cu privire la planificarea strategică</i> , aprobat prin <i>Hotărârea Guvernului nr. 386/2020</i> , care prevede că obiectivele generale sunt preluate din strategia sectorială pentru a cărei implementare este elaborat programul și ajustate la perioada de implementare a programului și la subdomeniul acoperit de acesta.	Se acceptă. Acesta lucru a fost verificat. Doar că, o strategie sectorială pentru digitalizarea domeniului energetic nu există. Prin urmare, în partea ce vizează Programul – obiectivele stabilite de acesta sunt specifice domeniului energetic. Pe de altă parte, aceste obiective nu contravin obiectivelor Strategia de transformare digitală a Republicii Moldova pentru anii 2023-2030. Din contra, acesta răspunde direct Obiectivului general nr. 3 din această strategie, în speță, direcției prioritare nr. 11 de realizare a obiectivului în cauză - 11) <i>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. Datele privind consumul de energie electrică obținute prin rețeaua inteligentă vor fi analizate și utilizate pentru luarea deciziilor spre îmbunătățirea politicilor și a cadrului regulator în domeniul energetic.</i>
	79.	La capitolul IV, denumirile secțiunilor vor corespunde întocmai denumirii obiectivelor generale prevăzute în capitolul III;	Se acceptă.
	80.	La capitolul IV, obiectivele specifice se vor analiza suplimentar, astfel încât acestea să corespundă criteriilor SMART: specific, măsurabil, realizabil, relevant, limitat în timp, inclusiv prin prisma respectării principiului egalității de gen (a se vedea subpct. 18.4 5 din <i>Regulamentul cu privire la planificarea strategică</i> , aprobat prin <i>Hotărârea Guvernului nr. 386/2020</i>).	Se acceptă. Obiectivele specifice au fost adaptate corespunzător, inclusiv răspunzând propunerilor Cancelariei de Stat.
	81.	La capitolul IV, cu referire la punctele care sunt denumite , cum ar fi, de exemplu, pct. 68, 69, ș.a., remarcăm că, potrivit art. 52 alin. (2) al <i>Legii nr. 100/2017</i> , punctele nu au denumire.	Se acceptă. Acele prevederi nici nu sunt denumiri. Dar pentru a evita interpretări eronate, normele au fost redactate în vederea excluderii unei posibile interpretări de titlu al punctului.

	82.	Cu referire la tabelele incluse în Program , este de menționat faptul că acestea trebuie să aibă un temei-cadru în textul actului și să se refere exclusiv la obiectul determinat prin norma de trimitere (un exemplu elocvent de normă de trimitere este pct. 70, în care se face referire la tabelul 8).	Se acceptă.
	83.	Pct. 100 se recomandă a fi integrat în capitolul V.	Nu se acceptă. În primul rând, propunerea nu este justificată în niciun fel. Pe de altă parte, obiectul de reglementare al pct. 100 este cu totul altul decât obiectul de reglementare al capitolului V.
	84.	La capitolul V, denumirea secțiunii 1-a „Descrierea impactului pe termen mediu și contribuția la strategiile naționale” recomandăm a fi reformulată după cum urmează: „Indicatorii de impact și de rezultat”;	Se acceptă parțial. Denumirea a fost ajustată astfel încât să acopere toate dimensiunile secțiunii în cauză.
	85.	La capitolul V , cu referire la secțiunile 2-4 , se remarcă, că acestea cuprind tabele fără expunerea unui conținut textual, ceea ce este inacceptabil din punct de vedere al tehnicii legislative. În acest sens, secțiunile vor conține cel puțin 2 puncte (observație valabilă și pentru alte secțiuni din proiect care conțin doar tabele, sau conțin un singur punct însoțit de tabel (ex. secțiunea 6-a din capitolul V)).	Se acceptă parțial. Nu există nicio prevedere care să impună ca, în componența unei secțiuni să existe cel puțin două puncte. Pe de altă parte, secțiunile în care sunt prezentate doar tabelele, fără o prevedere dispozitivă care să introducă aceste tabele cititorului, au fost revizuite corespunzător.
	86.	La capitolul IX, secțiunea 1-a „Structura de guvernare a Programului” se face referire la Comitetul sectorial tehnic de coordonare pentru digitalizarea și securitatea energetică, care reprezintă structura decizională supremă a Programului, fiind prezidat de Prim-ministru în calitate de garant al implementării strategice. În context, se va analiza suplimentar necesitatea expunerii în acest <i>Program</i> a componenței acestui consiliu și a modului de desfășurare a	Nu se acceptă. Deși documentele de politici nu au caracter normativ în sensul Legii nr. 100/2017, includerea unor prevederi referitoare la structura de guvernare și la Comitetul sectorial tehnic nu poate fi calificată drept pur formală. Aceste dispoziții stabilesc cadrul strategic de funcționare și constituie punctul de referință pentru reglementările ulterioare. Astfel aceste prevederi: a) <i>asigură orientare pentru legislația ulterioară</i> – formulările din Program vor servi drept bază conceptuală pentru actul normativ care va institui și va reglementa în detaliu Comitetul sectorial tehnic. Ele dau tonul, trasează direcția și conturează

		activității acestuia, ținând cont că acestea vor constitui obiectului de reglementare a unui act normativ distinct cu privire la instituirea, organizarea și funcționarea Comitetului sectorial tehnic. Or, includerea unor asemenea reglementări în acest program vor fi doar formale, luând în considerare faptul că potrivit art. 24 alin. (1) al <i>Legii nr. 100/2017</i>, documentele de politici nu au caracter normativ.	principiile fundamentale ce urmează a fi transpuse într-un cadru normativ obligatoriu; b) <i>oferă legitimitate și claritate instituțională</i> – menționarea rolului Prim-ministrului și a poziționării Comitetului în arhitectura de guvernare garantează că viitoarea reglementare va fi construită pe o fundație solidă, asumată la nivel strategic, evitând astfel interpretările sau abordările fragmentare ; c) <i>exercită funcția de previzibilitate</i> – chiar dacă nu sunt norme juridice în sens strict, aceste prevederi transmit instituțiilor implicate un mesaj clar despre responsabilitățile și ierarhiile vizate, pregătind terenul pentru implementare imediată după adoptarea cadrului normativ; d) <i>au valoare de angajament politic</i> – includerea acestor prevederi în Program demonstrează voința politică și angajamentul Guvernului față de consolidarea guvernării în domeniul digitalizării energetice, ceea ce sporește încrederea partenerilor de dezvoltare și a actorilor privați. Prin urmare, chiar dacă nu au valoare normativă propriu-zisă, aceste prevederi nu sunt simple formalități. Ele constituie un cadru de orientare strategică și un preambul conceptual al viitoarei reglementări, asigurând coerența între nivelul politic de programare și nivelul juridic de implementare.
	87.	La capitolul IX, secțiunea a 2-a „Autorități și instituții responsabile și roluri specifice” se face referire la operatorii de sistem și rețea, precum și la partenerii de dezvoltare și finanțatori. În acest sens, aceste entități nu pot fi considerate autorități și instituții responsabile, or Guvernul nu le poate atribui anumite responsabilități unor entități care nu se află în subordinea lui. Astfel, aceștia pot fi incluși ca parteneri la realizarea Programului.	Se acceptă parțial. Obiecția nu poate fi acceptată în totalitate, întrucât menționarea operatorilor de sistem și rețea, precum și a partenerilor de dezvoltare și finanțatori, reflectă realitatea implementării Programului și rolul esențial pe care aceste entități îl joacă în procesul de digitalizare a sectorului energetic. Chiar dacă Guvernul nu le poate atribui în mod direct responsabilități, aceste instituții și parteneri contribuie efectiv la atingerea obiectivelor Programului, iar excluderea lor completă ar diminua caracterul realist și aplicabil al documentului. Totodată, obiecția a fost acceptată parțial: pentru a evita orice confuzie privind statutul lor juridic și raportul de subordonare, aceste entități au fost excluse de pe prima poziție în coloana „autorități responsabile” și sunt menționate explicit în calitate de parteneri la realizarea Programului. În acest mod, se

			păstrează echilibrul între cerința de corectitudine juridică și necesitatea de a reflecta parteneriatele indispensabile implementării Programului.
	88.	La punctul 185 subpct. 185.2 , cuvintele „Planul de Acțiuni” considerăm necesar a fi completate cu textul „al Programului, prevăzut în anexă”, întru asigurarea clarității reglementării, precum și a includerii temeiului-cadru pentru anexa proiectului. Totodată, se va asigura suplimentar dacă <i>Planul de acțiuni</i> conține doar 27 de acțiuni, așa cum este specificat în acest punct.	Se acceptă. Prevederea de la pct. 185.2. nu menționează că Planul de acțiuni conține doar 27 de acțiuni, dar că Ministerul Energiei „coordonează 27 acțiuni majore” din Plan.
	Referitor la Planul de acțiuni:		
	89.	În denumirea Planului de acțiuni , textul „al Republicii Moldova pentru anii 2026-2030”, urmează a fi exclus, ca fiind în plus.	În denumirea Planului de acțiuni se utilizează denumirea integrală a Programului. Or, pe parcursul Programului – denumirea integrală a fost utilizată o singură dată – la pct. 1 din program, de acolo, în continuare, utilizându-se exclusiv termenul „Programul”.
	90.	Referitor la terminologia utilizată la identificarea a acțiunilor , recomandăm ca aceasta să fie corelată cu terminologia stabilită în capitolul IV „Obiective specifice” aferente determinării acțiunilor în cauză.	Se acceptă.
	91.	În partea ce ține de abrevierile utilizate în Planul de acțiuni , considerăm relevantă detalierea acestora, întru înțelegerea justă și aplicarea comodă a reglementărilor.	Nu se acceptă. Obiecția nu poate fi acceptată integral, întrucât detalierea tuturor abrevierilor direct în textul Planului de acțiuni ar încălca inutil documentul și ar afecta lizibilitatea acestuia. În plus, Planul de acțiuni face parte dintr-un Program amplu, unde a fost prevăzută lista de abrevieri și acronime (anume pentru această situație), care asigură atât claritatea, cât și coerența utilizării termenilor pe tot parcursul documentului. În acest sens, soluția practică și eficientă este menținerea listei generale de abrevieri la începutul Programului, care asigură atât orientare rapidă, cât și comprehensiune completă pentru cititori. Această abordare evită redundanța și încărcarea inutilă

			a textului Planului de acțiuni, oferind totodată claritate și accesibilitate în utilizarea termenilor tehnici Astfel, nu se justifică reluarea detaliată a abrevierilor în Planul de acțiuni, deoarece acestea sunt deja explicate în lista generală de abrevieri, ceea ce asigură o înțelegere justă și o aplicare comodă a reglementărilor.
--	--	--	---

Secretară de Stat

/semnat electronic/

Cristina PERETEATCU