

Politique de Net Metering pour l'Union des Comores

Feasibility study of the Use of Photovoltaic systems on the roofs of Public Buildings in the Comoros with a Connection to the Grid and the Definition of a Net Metering Policy

Novembre 2025

UNEP-CTCN

INFORMATION DOCUMENTAIRE

Projet	Feasibility study of the Use of Photovoltaic systems on the roofs of Public Buildings in the Comoros with a Connection to the Grid and the Definition of a Net Metering Policy
Contrat	LTR/2024/399/CTR
Titre	Politique de Net Metering
Reference	1139-COM-PSO-TE

Révision

Version	Date	Validé par	Statut & Commentaires
0.1	20 Octobre 2025	Z. Auchoybur	Version initiale
0.2	10 Novembre 2025	R. VOISIN	Mise à jour à la suite des commentaires
0.3	24 Novembre 2025	Z. Auchoubur et R. VOISIN	Version finale

Assurance Qualité

Initiateur (s)	Z. Auchoybur	
Vérificateur	J. VOISIN	
Approbateur	R. VOISIN	
Date d'émission initiale	20 octobre 2025	
Dernière date d'émission	25 Novembre 2025	

TABLE DES MATIÈRES

INFORMATION DOCUMENTAIRE	ii
TABLE DES MATIÈRES	3
LISTE DES ABRÉVIATIONS.....	5
DEFINITIONS	8
1 CONTEXTE ET JUSTIFICATION	12
1.1 Contexte énergétique national.....	12
1.2 Défis structurels du secteur	12
1.3 Potentiel et opportunités nationales	13
1.4 Expériences internationales et leçons apprises	14
1.5 Justification de la politique nationale	15
2 Objectifs stratégiques et principes directeurs	17
2.1 Finalité de la politique	17
2.2 OBJECTIFS STRATÉGIQUES	17
2.3 Objectifs spécifiques à court et moyen terme.....	19
2.4 Principes directeurs	19
2.5 Alignement avec les politiques nationales et internationales.....	20
3 Cadre réglementaire et institutionnel	22
3.1 Champ d'application et principes généraux.....	22
3.2 Éligibilité et conditions d'admission	22
3.3 Processus d'enregistrement et d'interconnexion	23
3.4 Rôles et responsabilités institutionnelles.....	24
3.5 Dispositions techniques et de sécurité	25
3.6 Tarification et facturation	26
3.7 Durée, renouvellement et résiliation	27
3.8 Suivi, contrôle et sanctions	27
3.9 Résolution des différends	27
4 Procédure d'interconnexion et exigences technique	28
4.1 Dispositions générales	28
4.2 Étapes du processus d'interconnexion.....	28
4.3 Exigences techniques générales.....	29
4.4 Équipements et certifications obligatoires.....	29
4.5 Systèmes de protection et anti-îlotage	30
4.6 Comptage et mesure bidirectionnelle.....	30
4.7 Exploitation, maintenance et rapports	30
4.8 Procédure de déconnexion et sécurité du réseau	31
4.9 Documentation et conformité	31

4.10	Responsabilités et sécurité	31
5	Cadre financier et mécanismes de financement.....	32
5.1	Principes généraux	32
5.2	Objectifs financiers de la politique.....	32
5.3	Structure du financement	32
5.4	Principe du tarif de rachat et de compensation.....	32
5.5	Compensation financière et facturation	33
5.6	Fonds National pour les Énergies Renouvelables et le Développement (FNERD).....	34
5.7	Mécanismes d'incitation et instruments financiers.....	34
5.8	Mécanismes de stabilisation et de viabilité	34
5.9	Cadre budgétaire prévisionnel (2025–2030).....	35
5.10	Gestion financière et transparence	35
5.11	Durabilité financière et intégration à long terme	35
6	Plan de mise en œuvre (2025 – 2030).....	36
6.1	Objectif général	36
6.2	Phasage temporel	36
6.3	Actions prioritaires de la Phase I (2025–2026)	37
6.4	Actions prioritaires de la Phase II (2027–2028)	37
6.5	Actions prioritaires de la Phase III (2029–2030)	37
6.6	Indicateurs de performance	38
6.7	Gouvernance et coordination	39
6.8	Suivi, évaluation et rapports	39
6.9	Communication et sensibilisation.....	40
6.10	Durabilité et intégration régionale	40
7	DISPOSITIONS FINALES ET INSTITUTIONNELLES	41
7.1	Entrée en vigueur.....	41
7.2	Dispositions transitoires.....	41
7.3	Révision et actualisation	41
7.4	Harmonisation avec les politiques nationales et régionales.....	42
7.5	Mécanisme de suivi institutionnel permanent.....	42
7.6	Dispositions relatives à la gouvernance et à la transparence	43
7.7	Durée et champ d'application de la politique	43
7.8	Clause d'abrogation.....	43
7.9	Disposition finale	43

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AFD	Agence Française de Développement (bailleur de fonds)
AFSEC	African Electrotechnical Standardization Commission – Commission africaine de normalisation électrotechnique
AI	Accord d’interconnexion (entre le prosommateur et la SONELEC)
ARE	Autorité de Régulation de l’Énergie (régulateur du secteur électrique)
BAD	Banque africaine de développement
BED	Bilan énergétique décentralisé
BESS	Battery Energy Storage System – système de stockage d’énergie par batteries
BT	Basse tension (niveau de tension du réseau)
CDN	Contribution Déterminée au niveau National (engagement climatique de l’Union des Comores)
CFT-Énergie	Centre de formation technique en énergie
CIC	Certificat d’interconnexion conforme (atteste la conformité technique de l’installation)
CME	Coût marginal évité (coût marginal de production thermique évité par l’injection des prosommateurs)
CNPD	Comité national de la production décentralisée
COI	Commission de l’océan Indien
CO ₂	Dioxyde de carbone
CR-COMORES	Code de Réseau des Comores (règles techniques d’exploitation du réseau)
CSCE	Compte spécial de compensation énergétique (géré par le FNERD pour la SONELEC)
DSM	Demand Side Management – gestion de la demande d’électricité
FiT	Feed-in Tariff – tarif de rachat de l’électricité injectée dans le réseau
FNERD	Fonds National pour les Énergies Renouvelables et le Développement
FPTE	Fonds permanent pour la transition énergétique
FST	Fonds de stabilisation tarifaire (instrument de stabilisation du mécanisme de net-billing)
GCF	Green Climate Fund – Fonds vert pour le climat

IEC	International Electrotechnical Commission (organisme international de normalisation électrotechnique)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (organisme de normalisation et de référence technique)
IPD	Installation de production décentralisée (centrale solaire/éolienne ≤ 1 MW raccordée au réseau BT/MT)
IRENA	International Renewable Energy Agency – Agence internationale pour les énergies renouvelables
ISO	International Organization for Standardization (organisation internationale de normalisation)
kW	Kilowatt (unité de puissance)
kWh	Kilowattheure (unité d'énergie)
kWc	Kilowatt-crête (puissance nominale d'une installation photovoltaïque)
KMF	Franc comorien (monnaie nationale)
LCOE	Levelized Cost of Energy – coût actualisé moyen de l'énergie
LV	Low Voltage – réseau basse tension
MCCE	Marché comorien de crédits d'énergie
MT	Moyenne tension (niveau de tension du réseau distribution)
MWc	Mégawatt-crête (puissance crête d'un parc ou d'un ensemble d'installations PV)
NEPRA	National Electric Power Regulatory Authority (autorité de régulation du Pakistan, modèle de référence pour le net-metering/net-billing)
O&M	Operation and Maintenance – exploitation et maintenance des centrales
ODD	Objectifs de Développement Durable (Nations unies)
PANED	Plan d'Action National pour l'Énergie Durable
PCE	Programme Comores Émergent
PDFN	Politique nationale sur la production décentralisée et la facturation nette (2025 – 2030)
PNE	Portail national de l'énergie
PPE-Comores	Portail public de l'énergie – Comores
PTF	Partenaires techniques et financiers (BAD, Banque mondiale, UE, etc.)
PV	Photovoltaïque (systèmes solaires PV)

REEESAP	Renewable Energy and Energy Efficiency Strategy and Action Plan (stratégie et plan d'action du SADC pour les ENR et l'efficacité énergétique)
RNID	Registre national des installations décentralisées
RNPD	Registre national de la production décentralisée
SADC	Southern African Development Community – Communauté de développement de l'Afrique australe
SE4ALL	Sustainable Energy for All – initiative « Énergie durable pour tous »
SIGE	Système d'information de gestion de l'énergie (système d'information de la SONELEC)
SIGFIP-Énergie	Système intégré de gestion des finances publiques – composante énergie
SISE-Net	Système intégré de suivi-évaluation Net-Billing
SNSID	Système national de supervision et d'information (de l'énergie décentralisée)
SONELEC	Société Nationale de l'Électricité (opérateur public d'électricité de l'Union des Comores)
SSED	Système de supervision de l'énergie décentralisée
STP	Secrétariat technique permanent (organe technique d'appui – libellé exact à confirmer)
TBNB	Tableau de bord national Net-Billing
THD	Taux de distorsion harmonique (Total Harmonic Distortion)
TOU Tarif	Time-of-Use Tariff – tarification différenciée selon les périodes de la journée
UCE	Unité Communication & Engagement (au sein du Ministère de l'Énergie)
UE	Union européenne
UL	Underwriters Laboratories (organisme de certification, norme UL 1741 SA pour les onduleurs)
UN 38.3	Section 38.3 du Manuel d'essais et de critères des Nations unies pour le transport de batteries au lithium

DEFINITIONS

Autoconsommation individuelle

Mode d'exploitation dans lequel un consommateur installe une centrale solaire (ou hybride) pour couvrir tout ou partie de sa propre consommation d'électricité, l'éventuel surplus étant injecté dans le réseau et valorisé via le mécanisme de facturation nette.

Autoconsommation collective

Dispositif permettant à plusieurs consommateurs (copropriété, groupement de PME, coopérative rurale, etc.) de partager une même installation solaire et de répartir l'électricité produite selon des clés de répartition validées par la SONELEC et l'ARE, avec un point unique d'injection et un comptage multiple (compteurs intelligents).

Accord d'interconnexion (AI)

Contrat type signé entre le consommateur et la SONELEC, une fois la faisabilité technique confirmée, qui fixe la puissance autorisée, les conditions de raccordement et de déconnexion, les modalités de facturation et l'utilisation du compteur bidirectionnel.

Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE)

Organisme indépendant chargé d'approuver les tarifs de rachat, de délivrer les licences de consommation, de contrôler la conformité technique et économique du dispositif et de trancher les différends entre consommateurs et SONELEC.

Battery Energy Storage System (BESS)

Système de stockage d'énergie par batteries, intégré au réseau ou aux installations décentralisées, permettant de lisser l'intermittence des renouvelables, de renforcer la stabilité du réseau et d'accompagner le déploiement de la production décentralisée.

Certificat d'interconnexion conforme (CIC)

Document délivré par la SONELEC (souvent après inspection conjointe SONELEC-ARE) attestant que l'installation est techniquement conforme aux normes et aux exigences de sécurité avant son raccordement au réseau public.

Code de Réseau (CR-COMORES)

Ensemble de règles techniques encadrant la conception, l'exploitation et l'interconnexion des installations au réseau électrique comorien, servant de référence pour l'évaluation des demandes d'interconnexion et des études d'impact.

Coût évité

Valeur économique de l'énergie que la SONELEC n'a plus besoin de produire grâce à l'électricité injectée par les consommateurs ; il agrège notamment le coût du combustible, les coûts variables d'O&M, les pertes techniques évitées et, le cas échéant, la valorisation des émissions de CO₂ évitées.

Coût marginal évité (CME)

Coût évité actualisé et calculé à la marge, mis à jour annuellement par l'ARE sur la base des coûts réels de production thermique, des pertes par île et des prix internationaux des produits pétroliers ; il sert de référence principale pour fixer le tarif de rachat dans le cadre du Net-Billing.

Compteur bidirectionnel

Appareil de mesure installé par la SONELEC, aux frais du prosummateur, qui enregistre séparément l'énergie importée du réseau et l'énergie exportée vers le réseau ; il est homologué, scellé, relevé mensuellement et connecté au système national de supervision (SNSID).

Demande Side Management (DSM)

Ensemble de mesures et de programmes visant à piloter ou à moduler la demande d'électricité (par ex. effacements, décalage de charges), pour améliorer la stabilité du réseau et optimiser l'intégration de la production décentralisée et du stockage (BESS).

Facturation nette (Net-Billing)

Mécanisme de compensation en valeur : l'énergie consommée est facturée au tarif de vente en vigueur, l'énergie injectée est créditée à un tarif de rachat fondé sur le coût évité, et la différence est reportée sur la facture ; les crédits peuvent être reportés ou remboursés périodiquement.

Fonds National pour les Énergies Renouvelables et le Développement (FNERD)

Fonds public dédié au financement de projets de production décentralisée, à l'octroi de subventions ciblées, à l'accompagnement des programmes pilotes et au soutien des mécanismes de stabilisation tarifaire dans le cadre de la transition énergétique.

Fonds de stabilisation tarifaire (FST)

Instrument financier visant à lisser, dans le temps, l'impact des variations de prix de l'énergie, des pertes techniques et des facteurs macroéconomiques (inflation, prix du pétrole) sur le tarif de rachat, afin de préserver l'équilibre économique du mécanisme de facturation nette.

Installation de production décentralisée (IPD)

Centrale solaire ou éolienne raccordée au réseau basse ou moyenne tension, d'une puissance inférieure ou égale à 1 MW, destinée à l'autoconsommation et à l'injection de surplus dans le réseau.

Licences de prosumation / licence de production décentralisée

Autorisation formelle délivrée par l'ARE, à partir du dossier transmis par la SONELEC, permettant au client de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables et d'injecter le surplus dans le cadre réglementé de la facture nette.

Net-Billing

Mécanisme de facturation nette en valeur (compensation monétaire sur la facture, et non en kWh 1:1

Point d'interconnexion

Emplacement physique où les dispositifs de protection, de comptage et de coupure séparent l'installation de production décentralisée du réseau public ; il constitue le point de référence pour les études techniques et le schéma de raccordement.

Politique nationale sur la production décentralisée et la facturation nette (PDFN)

Cadre stratégique et réglementaire couvrant la période 2025–2030, qui fixe les objectifs, principes, règles et mécanismes institutionnels, techniques et financiers pour le déploiement de la production décentralisée et du Net-Billing aux Comores.

Prosommateur

Client de la SONELEC qui produit et consomme sa propre électricité à partir d'une installation solaire ou éolienne, tout en ayant la possibilité d'injecter son surplus de production dans le réseau public et de bénéficier du mécanisme de facturation nette.

Production décentralisée

Modèle de production où l'électricité est générée au plus près des points de consommation (toitures, bâtiments publics, sites industriels, mini-réseaux) par de petites et moyennes installations renouvelables, en complément des centrales thermiques centralisées.

Registre national de la production décentralisée (RNPD)

Base de données nationale dans laquelle sont inscrites les installations raccordées bénéficiant du mécanisme de facturation nette, notamment après délivrance du CIC et mise en service officielle.

Registre national des installations décentralisées (RNID)

Base de données technique où sont archivés les dossiers de conformité (rapports d'essais, certificats, fiches d'installation, etc.) des installations de production décentralisée, pour contrôle ultérieur par l'ARE et la SONELEC.

Société Nationale de l'Électricité (SONELEC)

Opérateur public unique du secteur électrique comorien, responsable de l'exploitation du réseau, de la gestion des demandes d'interconnexion, de l'installation des compteurs bidirectionnels, de la facturation et du suivi technique des flux d'énergie et des coûts évités.

Système national de supervision et d'information (SNSID)

Plateforme de suivi qui reçoit les données de production et d'injection des installations de production décentralisée (via les compteurs bidirectionnels), permettant un suivi agrégé des performances, des incidents et des déconnexions automatiques.

Tarif de rachat (Feed-in Tariff – FiT)

Prix, exprimé en USD/kWh ou KMF/kWh, payé par la SONELEC pour l'énergie renouvelable injectée dans le réseau par les prosummateurs ; il est calculé à partir des coûts évités, différencié par catégorie (résidentielle, commerciale, industrielle) et ajusté annuellement par l'ARE.

1 CONTEXTE ET JUSTIFICATION

1.1 CONTEXTE ENERGETIQUE NATIONAL

L'Union des Comores fait face à un déséquilibre structurel entre la demande croissante d'électricité et la capacité limitée de production nationale.

En 2024, environ 92 % de l'électricité provenait de centrales thermiques vieillissantes alimentées en fioul lourd et gasoil importés. Ces unités, concentrées principalement sur l'île de Ngazidja, présentent un rendement moyen inférieur à 30 %, générant un coût de production dépassant 280 USD/MWh, soit plus du double de la moyenne régionale de l'Afrique de l'Est.

Les pertes techniques et commerciales du réseau de distribution dépassent 25 %, tandis que la SONELEC, unique opérateur public, demeure structurellement déficitaire malgré les subventions publiques représentant 2 à 3 % du budget national.

Les interruptions de service et la faible fiabilité du réseau entraînent un coût économique élevé pour les ménages et les entreprises, limitant la compétitivité nationale et la sécurité énergétique.

Pourtant, le pays bénéficie d'un potentiel solaire direct exceptionnel, estimé à 5,5 kWh/m²/jour, avec un ensoleillement moyen supérieur à 2 000 heures par an sur l'ensemble des îles.

Ce potentiel, encore largement inexploité, constitue une opportunité stratégique pour diversifier le mix énergétique, réduire la dépendance aux hydrocarbures, et stabiliser le coût de l'électricité à long terme.

1.2 DEFIS STRUCTURELS DU SECTEUR

Les principaux défis qui justifient la mise en place d'un mécanisme de production décentralisée et de facturation nette sont les suivants :

- Dépendance quasi exclusive aux combustibles fossiles importés, exposant le pays à la volatilité des prix internationaux et aux risques logistiques
- Capacité de production insuffisante face à la demande croissante estimée à +6 % par an
- Réseau de distribution fragile et inégalement développé entre les îles de Ngazidja, Anjouan et Mohéli
- Faible pénétration des énergies renouvelables, faute d'un cadre réglementaire et tarifaire incitatif
- Contraintes financières de la SONELEC, limitant sa capacité à investir dans de nouvelles infrastructures ;
- Absence de mécanisme de participation citoyenne ou privée à la production d'énergie propre
- Manque de compétences locales certifiées pour l'installation, la supervision et la maintenance des systèmes solaires raccordés au réseau.
- Vulnérabilité structurelle du réseau électrique, caractérisée par des fluctuations de tension et une faible inertie du système

Ces défis traduisent la nécessité d'un modèle de production plus flexible, participatif et décentralisé, où les consommateurs peuvent également devenir producteurs d'électricité

(« prosommateurs ») à travers un mécanisme de compensation énergétique et financière transparent.

1.3 POTENTIEL ET OPPORTUNITES NATIONALES

Le potentiel solaire comorien, associé à la densité urbaine modérée et à la structure insulaire du réseau, rend particulièrement pertinent le recours à la production décentralisée à petite et moyenne échelle.

Les toitures publiques (écoles, hôpitaux, bâtiments administratifs, mosquées), ainsi que les zones résidentielles et commerciales, offrent une capacité d'accueil immédiate pour des installations photovoltaïques de 3 à 100 kW.

Les avantages directs attendus sont multiples :

- Réduction du coût moyen de production et du déficit opérationnel de la SONELEC
- Amélioration de la fiabilité du service électrique grâce à une injection locale d'énergie
- Participation citoyenne active à la transition énergétique
- Création d'un tissu économique local de PME spécialisées (installation, maintenance, supervision)
- Transfert de technologie et renforcement des compétences nationales dans les métiers des énergies renouvelables.

Pour renforcer la justification géographique et technique, le potentiel solaire et les coûts actuels de production sont désagrégés par île comme suit ; ces ordres de grandeur éclairent les priorités de déploiement et le calibrage des incitations :

Île	Insolation moyenne (kWh/m ² /jour)	Fenêtre solaire utile (h/jour, équiv. pleine puissance)	Coût thermique estimatif* (USD/kWh)	Contraintes saillantes
Ngazidja	5,4 – 5,7	4,6 – 5,0	0,24 – 0,30	Parc thermique concentré, logistique la plus aisée, pertes réseau moindres en BT/MT que sur les autres îles.
Anjouan	5,3 – 5,6	4,5 – 4,9	0,28 – 0,34	Topographie plus contraignante, transformateurs de quartier saturés, pertes techniques et commerciales plus élevées.
Mohéli	5,5 – 5,8	4,7 – 5,1	0,30 – 0,36	Effet d'échelle défavorable, approvisionnement carburant plus coûteux, réseau plus « léger ».

* Lecture méthodologique : fourchettes LCOE thermique issues d'une décomposition « coût évité » (fioul + O&M variable + pertes marginales), avec primes/logistique différenciées par île. Les valeurs exactes seront finalisées annuellement par l'ARE sur la base (i) des factures carburant SONELEC, (ii) des pertes techniques mesurées, (iii) d'un jeu climatologique de référence (Meteonorm/ERA5) validé par le STP.

Conséquence pour la politique :

- Ciblage prioritaire des toitures publiques et des commerces à Ngazidja (capacité d'absorption réseau plus favorable).
- Paquet d'incitations renforcé à Anjouan et Mohéli (subventions FNERD + audits réseau + stockage BESS) pour compenser le différentiel de coûts et de pertes.
- Intégration, dès l'Axe 2, d'une méthode de révision insulaire des tarifs de rachat (coût évité par île) afin d'éviter les subventions croisées et d'accélérer les raccordements là où l'impact économique est maximal.

DEFINITION DU COUT EVITE

Le coût évité correspond à la valeur économique de l'énergie que la SONELEC n'a pas besoin de produire grâce à l'électricité injectée dans le réseau par les prosommateurs. Il s'exprime généralement en USD/kWh et représente la somme des composantes suivantes :

$$\{\text{Coût évité (USD/kWh)}\} = C_{\{\text{combustible}\}} + C_{\{\text{O\&M variable}\}} + C_{\{\text{pertes évitées}\}} + C_{\{\text{carbone}\}}$$

où :

$C_{\{\text{combustible}\}}$: coût du fioul ou du gazoil par kWh produit (valeur importation + transport)

$C_{\{\text{O\&M variable}\}}$: coût d'exploitation variable évité (lubrifiants, maintenance, pièces d'usure)

$C_{\{\text{pertes "e" "vit" "e" "es"}\}}$: économie liée à la réduction des pertes techniques sur le réseau local

$C_{\{\text{carbone}\}}$: valorisation éventuelle des émissions de CO₂ évitées (si intégrées dans la CDN ou dans un mécanisme carbone volontaire).

Ainsi, pour une centrale thermique dont le coût total moyen est de 0,28 USD/kWh, un prosommateur injectant de l'énergie solaire permet d'économiser environ 0,22 à 0,24 USD/kWh sur les composantes réellement évitées (hors amortissement des actifs thermiques).

Ces valeurs servent de base de calcul du tarif de rachat, fixé chaque année par l'ARE selon l'évolution des coûts de production et du mix énergétique.

1.4 EXPERIENCES INTERNATIONALES ET LEÇONS APPRISES

Le modèle pakistanais de facturation nette (Net Metering Regulations, NEPRA 2015), qui a permis d'ajouter plus de 700 MW de capacité décentralisée entre 2018 et 2023, démontre qu'un cadre incitatif et régulé peut stimuler rapidement l'investissement privé, réduire la pression sur le réseau, et améliorer la résilience énergétique.

Les expériences réussies du Pakistan, de Maurice et des Seychelles, illustrent plusieurs bonnes pratiques transposables au contexte comorien :

- Cadre réglementaire clair : adoption d'une législation spécifique définissant les droits, obligations et procédures pour les producteurs décentralisés
- Régulation tarifaire transparente : fixation annuelle du tarif de rachat fondée sur les coûts évités et les pertes techniques réelles
- Certification des équipements et installateurs : normalisation technique selon les standards IEC, IEEE et ISO
- Mécanisme de facturation nette en valeur (Net Billing), évitant les distorsions financières tout en stimulant l'investissement résidentiel
- Rôle central du régulateur dans la validation des contrats, la supervision des interconnexions et la résolution des différends.

Il convient également de souligner que Maurice et les Seychelles, deux États insulaires confrontés à des contraintes structurelles similaires à celles de l'Union des Comores, avec des réseaux de petite taille, une faible inertie, et une dépendance aux importations de combustibles, ont développé des mécanismes de facturation nette spécifiquement adaptés à leurs contextes insulaires fragmentés.

Dans ces pays, la régulation énergétique a évolué vers une approche territorialisée, reposant sur :

- des plafonds de capacité installée différenciés par île, par région ou même par feeder, afin de prévenir les déséquilibres de tension et de fréquence sur des réseaux interconnectés limités
- des tarifs de rachat ajustés selon le coût évité réel et la charge locale du réseau, avec révision annuelle par l'autorité de régulation
- un suivi technique renforcé par la mise en place de compteurs bidirectionnels intelligents et de plateformes numériques d'échanges de données (notamment à Maurice via le Central Electricity Board's Solar Hub).

Cette différenciation tarifaire et technique par île a permis :

- d'assurer la stabilité opérationnelle du système électrique,
- de maîtriser la part d'énergie injectée sans compromettre la sécurité du réseau,
- et de garantir la viabilité économique du modèle pour les opérateurs publics.

Ces expériences régionales constituent des bonnes pratiques pour l'Union des Comores, qui partage les mêmes caractéristiques de petits réseaux insulaires décentralisés.

Elles démontrent qu'une approche de net-billing différenciée par île, intégrant des plafonds et des tarifs adaptés à la structure du réseau, représente un levier essentiel pour conjuguer stabilité. Ces leçons démontrent que la réussite d'une politique de facturation nette repose sur trois conditions :

- un régulateur fort et indépendant
- un opérateur public modernisé et transparent
- un tarif de rachat prévisible, équitable et économiquement soutenable.

1.5 JUSTIFICATION DE LA POLITIQUE NATIONALE

La Politique nationale sur la production décentralisée et la facturation nette (PDFN 2025 - 2030) vise à établir un cadre durable, équitable et incitatif pour la participation du secteur privé et des consommateurs à la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Elle poursuit les objectifs suivants :

- Créer un environnement réglementaire stable favorisant la production décentralisée d'énergie renouvelable
- Établir un mécanisme de compensation financière équitable entre consommateurs et opérateur national
- Améliorer la sécurité énergétique nationale et réduire la dépendance au fioul importé ;
- Promouvoir la participation du secteur privé et des citoyens dans le développement énergétique

- Renforcer la viabilité financière de la SONELEC en intégrant les coûts évités et les pertes compensées
- Contribuer aux engagements climatiques de l'Union des Comores dans le cadre de la Contribution Déterminée au niveau National (CDN), notamment la réduction de 25 % des émissions du secteur électrique d'ici 2030.

En établissant un système de facturation nette régulé, la présente politique introduit un changement structurel soit le passage d'un modèle centralisé et subventionné à un modèle participatif, compétitif et durable, aligné sur les standards internationaux et adapté aux réalités insulaires comoriennes

2 OBJECTIFS STRATEGIQUES ET PRINCIPES DIRECTEURS

2.1 FINALITE DE LA POLITIQUE

La Politique nationale sur la production décentralisée et la facturation nette (PDFN 2025 - 2030) a pour finalité de permettre aux consommateurs d'électricité, qu'ils soient résidentiels, commerciaux, industriels ou institutionnels, de devenir des acteurs actifs de la transition énergétique comorienne en produisant, consommant et injectant dans le réseau national leur propre énergie issue de sources renouvelables.

Elle vise à instaurer un système régulé de facturation nette en valeur (net billing), garantissant :

- une compensation financière équitable entre les prosommateurs et la SONELEC ;
- la protection de la stabilité du réseau national ;
- et la préservation de la viabilité financière du secteur électrique.

Cette politique constitue un instrument central pour atteindre les engagements de l'Union des Comores en matière de sécurité énergétique, d'inclusion économique et de transition bas-carbone.

2.2 OBJECTIFS STRATÉGIQUES

Les objectifs de la PDFN s'articulent autour de quatre axes stratégiques :

2.2.1 AXE 1 : SECURITE ENERGETIQUE ET DIVERSIFICATION DU MIX

L'objectif de cet axe est de promouvoir la généralisation progressive de la production décentralisée à base d'énergie solaire photovoltaïque, en cohérence avec les priorités fixées dans la Stratégie Énergie 2030 et les engagements de l'Union des Comores au titre de la Contribution Déterminée au niveau National (CDN).

Cette approche vise à diversifier les sources de production, réduire la dépendance au fioul importé et améliorer la résilience du système électrique national.

- Atteindre 30 % de la production nationale à partir de sources renouvelables à l'horizon 2030, conformément aux orientations de la Stratégie Énergie 2030
- Atteindre des cibles intermédiaires de 15 % d'ici 2026 et 25 % d'ici 2027, afin de permettre une montée en puissance contrôlée du dispositif et une planification progressive des investissements réseaux
- Améliorer la fiabilité du service électrique par la réduction graduelle du nombre et de la durée moyenne des coupures :
 - taux de disponibilité du service \geq 85 % en 2026, 90 % en 2028, 95 % en 2030
 - réduction de 50 % des coupures non planifiées sur les réseaux urbains d'ici 2030
- Assurer la stabilité du réseau par la mise en place d'un programme de stockage et de pilotage de la demande (BESS & DSM) dès 2026, en coordination avec la SONELEC et l'ARE
- Renforcer la planification intégrée en alignant le calendrier du Net-Billing sur les projections de demande, les plans directeurs de distribution et les capacités d'évacuation de chaque île.

2.2.2 AXE 2 : PARTICIPATION CITOYENNE ET INVESTISSEMENT PRIVE

- Créer un cadre incitatif permettant aux ménages, entreprises et institutions publiques d'investir dans la production d'électricité solaire ;
- Favoriser l'émergence d'un marché local de services énergétiques (installateurs, mainteneurs, importateurs, auditeurs) ;
- Faciliter l'accès au financement par la création de mécanismes de crédit vert et de subventions ciblées via le FNERD.

2.2.3 AXE 3 : SOUTENABILITE ECONOMIQUE ET STABILITE FINANCIERE

- Instaurer un tarif de rachat transparent, fondé sur le coût évité de production thermique
- Assurer une compensation juste sans subvention croisée ni impact négatif sur la SONELEC
- Garantir la pérennité du mécanisme par un fonds de stabilisation tarifaire et un suivi régulier par le régulateur (ARE).

2.2.4 AXE 4 : GOUVERNANCE, EQUITE ET INNOVATION

- Renforcer la coordination institutionnelle entre le ministère de l'Énergie, la SONELEC et l'ARE
- Promouvoir l'équité territoriale entre les îles dans l'accès aux programmes solaires
- Encourager l'innovation technologique (stockage, compteurs intelligents, micro-réseaux)
- Assurer la transparence et la redevabilité publique par la publication annuelle d'un rapport de performance énergétique nationale.

2.3 OBJECTIFS SPECIFIQUES A COURT ET MOYEN TERME

Horizon temporel	Objectifs opérationnels
Court terme (2025–2026)	Lancer le mécanisme pilote de facturation nette sur les trois îles.
	Créer le cadre institutionnel : ARE, STP et FNERD opérationnels.
	Mettre en place la certification des équipements et installateurs.
Moyen terme (2027–2028)	Étendre le mécanisme à l' ensemble des catégories de consommateurs.
	Atteindre 10 MW installés et 3 000 prosommateurs.
	Instaurer la révision annuelle du tarif par l' ARE.
	Long terme (2029–2030) : Atteindre 25 MW de capacité installée cumulée.
	Réduire les pertes du réseau à 17 %.
	Intégrer la facturation nette dans la planification nationale de l' électricité.

2.4 PRINCIPES DIRECTEURS

Inspirée du cadre NEPRA (Pakistan) et adaptée à la structure comorienne, la mise en œuvre de la politique repose sur sept principes fondamentaux :

2.4.1 PRINCIPE 1 – PARTICIPATION INCLUSIVE

Tout consommateur disposant d'un contrat d'électricité actif peut devenir prosommateur sous réserve de conformité technique et administrative.

Les secteurs résidentiel, commercial, industriel, institutionnel et communautaire sont tous éligibles, avec des seuils de puissance différenciés.

2.4.2 PRINCIPE 2 – NEUTRALITE FINANCIERE

Le mécanisme de facturation nette ne doit pas accroître les charges de la SONELEC. Le tarif de rachat est fixé de manière à refléter le coût marginal évité de production, sans subvention croisée entre consommateurs. Le coût marginal évité (CME) est actualisé chaque année par l'Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE), sur la base :

- des données réelles de production thermique (coût du kWh SONELEC)
- des taux de pertes mesurés sur chaque île
- et des prix internationaux du pétrole et des produits raffinés.

L'ARE publie, au premier trimestre de chaque année, un rapport tarifaire Net-Billing, indiquant :

- la valeur actualisée du coût marginal évité par île
- les hypothèses retenues pour son calcul
- et le tarif de compensation applicable pour l'année en cours.

Ces informations sont rendues publiques sur le Portail national de l'énergie (PNE), afin d'assurer la transparence, la prévisibilité et la traçabilité du mécanisme tarifaire.

2.4.3 PRINCIPE 3 – TARIFICATION TRANSPARENTE

Le tarif applicable à l'énergie injectée est déterminé annuellement par l'ARE selon une méthodologie publique, inspirée du modèle pakistanais :

- coût évité de production thermique ;
- pertes techniques réduites
- ajustement pour stabilisation financière
- valorisation des externalités positives (réduction d'émissions, résilience locale).

2.4.4 PRINCIPE 4 – SECURITE TECHNIQUE ET QUALITE

Tous les équipements et installations doivent être conformes aux normes internationales (IEC, IEEE, ISO) et certifiés par le Laboratoire national de certification solaire. Le raccordement au réseau n'est autorisé qu'après inspection et émission d'un certificat d'interconnexion (CIC) par la SONELEC.

2.4.5 PRINCIPE 5 – ÉQUITÉ ET TERRITORIALITE

Le dispositif doit bénéficier à l'ensemble des îles et favoriser la réduction des disparités régionales. Des quotas et incitations spécifiques pourront être appliqués à Anjouan et Mohéli.

2.4.6 PRINCIPE 6 – TRANSPARENCE ET REDEVABILITE

Les données relatives à la production, la consommation, la compensation et la performance seront publiées semestriellement sur le Portail public de l'énergie (PPE-Comores), garantissant la transparence du dispositif.

2.4.7 PRINCIPE 7 – DURABILITE ENVIRONNEMENTALE

Le développement de la production décentralisée doit s'accompagner d'une gestion écologique des équipements solaires et batteries (recyclage, stockage sécurisé, traçabilité).

2.5 ALIGNEMENT AVEC LES POLITIQUES NATIONALES ET INTERNATIONALES

La PDFN s'inscrit dans la continuité et la cohérence de plusieurs cadres stratégiques nationaux et engagements internationaux :

- Stratégie nationale de l'énergie 2030 ;
- Programme Comores Émergent (PCE) ;
- Plan d'Action National pour l'Énergie Durable (PANED) ;
- Contributions Déterminées au niveau National (CDN) 2021–2030 ;
- Objectifs de Développement Durable (ODD 7, 9 et 13) ;
- et les normes de la Banque africaine de développement et de la Banque mondiale en matière d'accès universel et de transition énergétique.

La mise en œuvre coordonnée de la PDFN permettra d'articuler la modernisation du réseau électrique, la promotion des énergies renouvelables et la construction d'un modèle énergétique comorien résilient, inclusif et durable.

3 CADRE REGLEMENTAIRE ET INTITUTIONNEL

3.1 CHAMP D'APPLICATION ET PRINCIPES GENERAUX

La présente politique établit les règles, obligations et procédures régissant la production décentralisée d'électricité à partir d'énergies renouvelables et la facturation nette dans l'Union des Comores. Elle s'applique à tous les consommateurs raccordés au réseau de la SONELEC, souhaitant installer une centrale solaire photovoltaïque ou hybride, d'une capacité comprise entre 1 kWc et 1 MWc, à des fins d'autoconsommation et d'injection du surplus dans le réseau public. L'Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE) est chargée de l'approbation, du contrôle et du suivi des installations, tandis que la SONELEC assure la mise en œuvre technique, la supervision des interconnexions et la facturation.

La politique garantit :

- la transparence du processus d'enregistrement ;
- la neutralité financière vis-à-vis de la SONELEC ;
- et la sécurité technique et électrique des installations

3.2 ÉLIGIBILITE ET CONDITIONS D'ADMISSION

Sont éligibles :

- les consommateurs disposant d'un contrat de fourniture d'électricité actif avec la SONELEC ;
- les installations solaires ou hybrides conformes aux normes IEC 61730, IEC 61215 et IEEE 1547 ;
- les toitures, parcelles ou bâtiments administratifs, résidentiels ou industriels techniquement aptes au raccordement.

Les capacités admissibles :

Catégorie	Plage de puissance	Type de raccordement
Résidentiel	1 - 20 kWc	Basse tension 230/400 V
Commercial / Institutionnel	20 - 250 kWc	Moyenne tension 15 kV
Industriel / Communautaire	250 - 1000 kWc	Moyenne tension 33 kV

Toute installation supérieure à 250 kWc nécessite une étude de faisabilité technique validée par la SONELEC et une autorisation de l'ARE avant mise en service. Tout consommateur éligible doit signer un accord type de facturation nette (Net-Billing Agreement) avec la SONELEC, précisant les conditions de raccordement, de comptage, de compensation et de responsabilité. Cet accord a pour objectif d'assurer la transparence et la conformité technique de toute installation raccordée au réseau public.

Contenu minimal de l'accord standardisé :

- l'identification du site, du client et de la puissance installée
- le schéma électrique et le point d'interconnexion validé par la SONELEC
- le tarif applicable au surplus injecté et les modalités de compensation

- les obligations d'entretien, d'inspection et de sécurité
- la durée de validité de l'accord (5 ans, renouvelable)
- les clauses de suspension ou de résiliation en cas de non-conformité.

3.2.1 AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE ET COLLECTIVE

En complément du modèle classique d'autoconsommation individuelle, le dispositif comorien intègre désormais la possibilité d'autoconsommation collective, inspirée des bonnes pratiques des Seychelles et de Maurice. Ce mécanisme permet à plusieurs consommateurs – résidents d'un même immeuble, groupement de PME, ou coopérative rurale – de partager une même installation solaire et de répartir l'électricité produite selon des clés de répartition approuvées par la SONELEC et validées par l'ARE.

Les principes directeurs sont :

- un point unique d'injection dans le réseau, associé à un système de comptage multiple (compteurs intelligents connectés au même transformateur) ;
- la répartition automatisée de l'énergie produite entre les participants sur la base de leurs consommations respectives (via la plateforme Net-Billing) ;
- l'interdiction de revente d'énergie entre participants, sauf autorisation explicite de l'ARE dans le cadre d'un projet pilote coopératif ;
- la facturation consolidée par la SONELEC pour chaque participant, avec mention du volume autoconsommé, injecté et compensé.

3.2.2 ENCADREMENT REGLEMENTAIRE

L'autoconsommation collective est réservée aux groupements légaux (copropriétés, associations, coopératives, collectivités publiques) disposant d'un statut reconnu et d'un compte contractuel unique auprès de la SONELEC. Les modalités de partage de l'énergie, les schémas électriques et la gouvernance du groupement doivent être validés par l'ARE avant la signature de l'accord. L'ARE, en coordination avec le Comité national de la production décentralisée (CNPD), publiera d'ici 2026 un guide d'application définissant :

- les critères techniques et administratifs des projets collectifs,
- les formats contractuels type,
- et les modèles de répartition compatibles avec les compteurs bidirectionnels SONELEC.

3.3 PROCESSUS D'ENREGISTREMENT ET D'INTERCONNEXION

Le processus s'articule en sept étapes, conformément aux bonnes pratiques du modèle NEPRA 2015 :

3.3.1 SOUMISSION DE LA DEMANDE

Le client ou l'installateur agréé soumet une demande d'interconnexion accompagnée des documents : schéma unifilaire, fiche technique des équipements, attestation de conformité et preuve de propriété du site.

3.3.2 ACCUSE DE RECEPTION ET EXAMEN INITIAL

La SONELEC accuse réception sous 5 jours ouvrables et vérifie la complétude du dossier. Tout dossier incomplet est retourné pour correction.

3.3.3 ÉTUDE TECHNIQUE ET INSPECTION

La SONELEC réalise, selon la puissance :

- une inspection simplifiée pour les installations ≤ 250 kWc ;
- une étude de charge et de flux pour les projets > 250 kWc ;
- un avis de l'Inspecteur électrique obligatoire au-delà de 500 kWc.
- Signature de l'accord d'interconnexion (AI)

Une fois la faisabilité confirmée, un accord type est signé entre le prosummateur et la SONELEC, fixant les modalités techniques et financières.

3.3.4 DELIVRANCE DE LA LICENCE DE PRODUCTION DECENTRALISEE

La SONELEC transmet le dossier à l'ARE, qui émet la licence de prosommation dans un délai maximal de 20 jours ouvrables.

3.3.5 INSTALLATION DU SYSTEME ET CERTIFICATION

L'installation est réalisée par un installateur agréé, suivie d'un test d'acceptation et de la délivrance du Certificat d'Interconnexion Conforme (CIC).

3.3.6 MISE EN SERVICE ET DEBUT DE LA FACTURATION NETTE

La SONELEC active le compteur bidirectionnel et inscrit l'installation au Registre national de la production décentralisée (RNPD)_

3.4 ROLES ET RESPONSABILITES INSTITUTIONNELLES

3.4.1 MINISTERE DE L'ÉNERGIE ET DE L'ENVIRONNEMENT

- Élabore la stratégie nationale de la production décentralisée ;
- Supervise la mise en œuvre de la présente politique ;
- Approuve les modèles d'accords et de tarifs proposés par l'ARE.

3.4.2 AUTORITE DE REGULATION DE L'ÉNERGIE (ARE)

- Délivre les licences d'exploitation ;
- Fixe et révisé annuellement le tarif de rachat ;
- Surveille la conformité technique et économique du mécanisme ;
- Statue sur les litiges entre prosummateurs et SONELEC.

3.4.3 SOCIETE NATIONALE DE L'ÉLECTRICITE (SONELEC)

- Gère les demandes d'interconnexion ;
- Réalise les inspections, raccordements et facturations ;
- Assure la qualité du réseau et la sécurité des interconnexions ;
- Fournit à l'ARE des rapports semestriels sur les flux d'énergie et les coûts évités.

3.4.4 INSTALLATEURS AGREES

- Respectent les normes nationales et internationales ;
- Garantissent la conformité des équipements ;
- Forment les utilisateurs à l'entretien et à la sécurité ;
- Détiennent une licence professionnelle délivrée par l'ARE.

3.5 DISPOSITIONS TECHNIQUES ET DE SECURITE

Toutes les installations de production décentralisée raccordées au réseau public doivent être conçues, installées et exploitées conformément aux normes techniques reconnues sur le plan international et régional, afin de garantir la sécurité, la qualité de l'électricité injectée et la stabilité du réseau.

3.5.1 REFERENTIELS APPLICABLES

Les équipements (modules PV, onduleurs, dispositifs de protection, compteurs bidirectionnels, etc.) doivent être conformes aux normes suivantes :

Normes internationales (IEC / IEEE)	
IEC 61727	Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau — caractéristiques électriques et limites d'harmoniques ;
IEC 62116	Méthodes d'essai pour la protection anti-îlotage ;
IEC 60364-7-712	Installations électriques des bâtiments — exigences spécifiques pour les systèmes PV ;
IEC 62446	Exigences relatives aux essais, documentation et maintenance des systèmes PV raccordés au réseau ;
IEEE 1547:2018	Interconnexion et interopérabilité des ressources énergétiques distribuées avec les réseaux électriques ;
ISO 45001	Management de la santé et de la sécurité au travail (applicable aux chantiers d'installation).

Directives régionales (COI / SADC)	
SADC Renewable Energy and Energy Efficiency Strategy and Action Plan (REEESAP, 2018-2030) :	Harmonisation des standards d'interconnexion et de certification pour les petits producteurs (< 1 MW) ;
COI Regional Energy Policy Framework (2021) :	Adoption d'un socle commun de normes techniques et de sécurité pour les systèmes solaires décentralisés ;
AFSEC Guidelines (African Electrotechnical Standardization Commission)	Normes régionales de câblage, protections basse et moyenne tension, et dispositifs de mise à la terre.

3.5.2 Harmonisation et publication

L'Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE), en collaboration avec la SONELEC, assurera :

- l'adaptation progressive des référentiels nationaux à ces standards internationaux et régionaux

- la publication annuelle d'une liste officielle des équipements et onduleurs homologués, mise à jour selon les évolutions technologiques et les retours d'expérience régionaux
- et l'intégration de ces normes dans le futur Code de Réseau des Énergies Renouvelables prévu pour 2026.

3.6 TARIFICATION ET FACTURATION

Le mécanisme de facturation nette repose sur le principe de compensation en valeur :

- L'énergie consommée du réseau est facturée au tarif de vente en vigueur ;
- L'énergie injectée est créditée à la valeur du coût évité de production thermique, déterminée par l'ARE ;
- La différence (import – export) est enregistrée sur la facture mensuelle ;
- Les crédits excédentaires sont reportés sur les factures suivantes ou remboursés trimestriellement.

La SONELEC applique un tarif de rachat unique par catégorie (résidentiel, commercial, industriel) et envoie à l'ARE les rapports de compensation pour validation trimestrielle. Un tarif de rachat unique par catégorie signifie que le prix payé par la SONELEC pour l'électricité injectée est fixé par catégorie d'utilisateur, et non pas négocié au cas par cas.

- Tous les ménages (résidentiels) bénéficient du même tarif de rachat, quel que soit leur emplacement ou la taille exacte de leur installation (dans la limite de la catégorie).
- Tous les commerces / petites entreprises ont un tarif unique propre à leur catégorie.
- Idem pour les grands consommateurs ou institutions publiques.

Les catégories sont définies ainsi :

Catégorie	Puissance installée (kW)	Exemples typiques
Résidentielle	≤ 20 kW	Habitations, écoles, mosquées
Commerciale / PME	20–100 kW	Hôtels, commerces, bureaux
Institutionnelle / Industrielle	> 100 kW	Bâtiments publics, usines, hôpitaux

3.6.1 INDEXATION DU TARIF

Le tarif de rachat unique par catégorie est indexé (ajusté dans le temps) pour refléter les coûts réels du système et éviter les distorsions économiques.

L'indexation repose sur plusieurs paramètres, définis par l'Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE) :

3.6.1.1 REFERENCE PRINCIPALE : LE COUT MARGINAL EVITE

Le tarif de rachat ne peut excéder le coût marginal évité (CME) par la SONELEC.

Exemple : si le CME est estimé à 0,24 USD/kWh, le tarif de rachat résidentiel pourra être fixé à 0,18–0,20 USD/kWh (80–85 % du CME).

3.6.1.2 FACTEURS D'AJUSTEMENT ANNUELS

Le tarif peut être ajusté chaque année selon :

- la variation du prix du pétrole (référence Brent) ;

- l'évolution des pertes techniques du réseau ;
- les taux d'inflation locaux (indice des prix à la consommation) ;
- les performances du fonds de stabilisation (FNERD/FST).

Une formule type d'indexation peut être prévue dans l'arrêté de l'ARE :

$$T_n = T_{(n-1)} \times [1 + \alpha(\Delta P_{fuel}) + \beta(\Delta IPC) + \gamma(\Delta Loss)]$$

où :

T_n : tarif applicable pour l'année n ,

ΔP_{fuel} : variation du prix du carburant,

ΔIPC : variation de l'inflation,

$\Delta Loss$: variation des pertes techniques,

α, β, γ : coefficients d'ajustement fixés par l'ARE.

3.6.2 JUSTIFICATION DU CHOIX "UNIQUE PAR CATEGORIE"

Le tarif unique par catégorie a plusieurs avantages :

- garantit l'équité entre utilisateurs d'un même profil ;
- limite la complexité de calcul pour un petit système insulaire comme les Comores ;
- assure une stabilité financière à la SONELEC ;
- permet une supervision claire par l'ARE (publication annuelle de la grille officielle).

L'ARE devrait envisager une évolution vers des tarifs différenciés par île, lorsque les coûts évités et les profils de charge seront mieux documentés.

3.7 DUREE, RENOUELEMENT ET RESILIATION

Les accords d'interconnexion ont une durée initiale de 3 ans, renouvelable tacitement.

- Le prosommateur peut se retirer moyennant un préavis de 30 jours.
- La SONELEC ne peut résilier un accord qu'avec l'accord préalable de l'ARE, notamment en cas de :
 - non-conformité technique grave ;
 - fraude ou manipulation du compteur ;
 - défaut de paiement répété.

3.8 SUIVI, CONTROLE ET SANCTIONS

L'ARE exerce un contrôle permanent sur la bonne application du dispositif. Tout manquement grave (non-conformité, fraude, injection non autorisée, danger pour le réseau) expose le contrevenant à :

- une amende administrative pouvant atteindre 10 millions KMF ;
- la suspension ou retrait de la licence ; et
- la déconnexion immédiate du réseau.

Des inspections aléatoires sont effectuées par la SONELEC et l'ARE sur un échantillon d'au moins 10 % des installations chaque année.

3.9 RESOLUTION DES DIFFERENDS

Tout différend entre un prosommateur et la SONELEC relatif à l'interconnexion, à la facturation ou au tarif de rachat est soumis en premier lieu à une conciliation technique interne, puis, en cas d'échec, à la médiation de l'ARE, dont la décision s'impose aux parties.

4 PROCEDURE D'INTERCONNEXION ET EXIGENCES TECHNIQUE

4.1 DISPOSITIONS GENERALES

L'interconnexion des installations de production décentralisée au réseau national de la SONELEC doit respecter les principes de sécurité, de compatibilité technique et de stabilité du réseau. Aucune installation ne peut être raccordée sans avoir obtenu :

- l'accord d'interconnexion délivré par la SONELEC ;
- la licence de prosommation délivrée par l'Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE)
- et le certificat d'interconnexion conforme (CIC) délivré après inspection.

Les installations doivent être conçues pour ne pas détériorer la qualité de l'électricité (tension, fréquence, facteur de puissance) ni compromettre la sécurité des usagers et du personnel de la SONELEC.

4.2 ÉTAPES DU PROCESSUS D'INTERCONNEXION

Le processus d'interconnexion se déroule selon sept étapes successives, inspirées du modèle NEPRA 2015 :

4.2.1 ÉTAPE 1 – DEMANDE INITIALE

Le prosommateur ou son installateur agréé soumet une demande écrite d'interconnexion à la SONELEC, accompagnée des documents suivants :

- fiche technique du système proposé (modules PV, onduleurs, batteries)
- schéma unifilaire et plan de câblage
- attestation de conformité des équipements (certifications IEC/IEEE)
- preuve de propriété ou d'occupation du site
- copie du contrat de fourniture d'électricité en vigueur.

4.2.2 ÉTAPE 2 – ÉVALUATION TECHNIQUE INITIALE

La SONELEC évalue la demande dans un délai maximum de 10 jours ouvrables, afin de vérifier :

- la capacité du réseau local à absorber la production ;
- la compatibilité du point de raccordement ;
- la conformité de la conception au Code de Réseau (CR-COMORES).

4.2.3 ÉTAPE 3 – ÉTUDE D'IMPACT ET APPROBATION

Selon la puissance installée :

- **≤ 20 kWc** : étude simplifiée d'impact sur le réseau (vérification des protections et du point de connexion)
- **20–250 kWc** : étude de charge, calcul des pertes et vérification du transformateur local
- **> 250 kWc** : étude complète d'impact (flux de puissance, stabilité, tension, harmoniques).

La SONELEC émet un rapport d'étude technique (RET) validé par le STP de l'ARE.

4.2.4 ÉTAPE 4 – SIGNATURE DE L'ACCORD D'INTERCONNEXION (AI)

L'AI fixe :

- la capacité maximale autorisée ;

- les conditions de déconnexion automatique en cas de perturbation du réseau ;
- les modalités de facturation et de lecture du compteur bidirectionnel.

L'accord prend effet dès la délivrance de la licence par l'ARE.

4.2.5 ÉTAPE 5 – INSTALLATION ET ESSAIS

L'installation est effectuée par un installateur agréé, conformément aux normes IEC 60364, IEC 62109, et IEEE 1547. Les essais initiaux comprennent :

- la vérification du câblage, des protections et de la mise à la terre ;
- le test anti-îlotage ;
- la calibration du compteur bidirectionnel ;
- et la validation de l'injection contrôlée.

4.2.6 ÉTAPE 6 – INSPECTION ET CERTIFICATION

Une équipe conjointe SONELEC-ARE effectue une inspection finale. Si le système est conforme, un Certificat d'Interconnexion Conforme (CIC) est délivré. Le prosommateur est alors inscrit au Registre national de la production décentralisée (RNPD).

4.2.7 ÉTAPE 7 – MISE EN SERVICE ET SUIVI

La SONELEC procède à la mise en service et à la lecture initiale du compteur bidirectionnel. Les données de production et d'injection sont transmises mensuellement au Système national de supervision et d'information (SNSID) pour suivi.

4.3 EXIGENCES TECHNIQUES GENERALES

Les installations doivent répondre aux conditions suivantes :

Paramètre	Valeur / Plage admissible	Référence
Tension nominale	$\pm 5 \%$ de la tension nominale du réseau	IEC 60038
Fréquence nominale	50 Hz $\pm 1 \%$	IEC 60038
Facteur de puissance	$\geq 0,95$	IEC 61000-3-2
Distorsion harmonique totale (THD)	$\leq 5 \%$	IEEE 519
Temps de déconnexion automatique	$< 2 \text{ s}$	IEEE 1547
Résistance de terre	$< 5 \Omega$	IEC 60364-4-41

Toute variation au-delà de ces seuils entraîne une déconnexion automatique.

4.4 ÉQUIPEMENTS ET CERTIFICATIONS OBLIGATOIRES

Les équipements utilisés doivent être neufs, certifiés et conformes aux normes internationales suivantes :

Équipement	Norme de référence
Modules photovoltaïques	IEC 61215, IEC 61730
Onduleurs (grid-tied)	IEC 62109, IEEE 1547, UL 1741 SA
Câblage et connecteurs	IEC 62930
Parafoudres et disjoncteurs	IEC 61643, IEC 60947
Compteur bidirectionnel	IEC 62052, IEC 62053
Batteries (le cas échéant)	IEC 62619, UN 38.3

L'ARE, en collaboration avec la SONELEC, établit une liste nationale d'équipements agréés, mise à jour chaque année.

4.5 SYSTEMES DE PROTECTION ET ANTI-ILOTAGE

Chaque installation doit comporter :

- un dispositif de protection contre les surtensions et les surintensités ;
- une protection de découplage automatique (anti-îlotage) conforme à IEEE 1547.1 ;
- un dispositif de déconnexion manuelle visible accessible au personnel SONELEC ;
- des disjoncteurs sectionneurs en amont et en aval du point d'interconnexion.

Ces protections visent à éviter toute injection accidentelle d'énergie lors d'une coupure du réseau public et à protéger les agents en intervention.

4.6 COMPTAGE ET MESURE BIDIRECTIONNELLE

La SONELEC installe, aux frais du prosummateur, un compteur bidirectionnel mesurant séparément :

- l'énergie importée du réseau (import energy)
- l'énergie exportée vers le réseau (export energy).

Le compteur doit être :

- homologué selon IEC 62053-22
- équipé d'une sortie de télé-relève compatible avec le SNSID
- scellé par la SONELEC et inspecté annuellement.

Les relevés sont effectués mensuellement et validés électroniquement. Toute tentative de manipulation du compteur entraîne la suspension immédiate du contrat et des sanctions prévues à l'article 3.9.

4.7 EXPLOITATION, MAINTENANCE ET RAPPORTS

Le prosummateur est responsable de la maintenance préventive et corrective de son installation, conformément aux prescriptions du fabricant et du manuel d'installation agréé. Il doit :

- maintenir les équipements propres et en bon état de fonctionnement ;
- consigner toutes les opérations dans un registre de maintenance disponible pour inspection ;
- notifier à la SONELEC toute modification ou panne majeure dans un délai de 72 heures.

La SONELEC assure :

- un contrôle périodique tous les deux ans pour vérifier la conformité électrique ;
- une inspection immédiate en cas de défaut réseau, d'incident ou de réclamation.

Les données agrégées (production totale, exportations, incidents, déconnexions automatiques) sont centralisées par le STP et transmises semestriellement à l'ARE.

4.8 PROCEDURE DE DECONNEXION ET SECURITE DU RESEAU

En cas de :

- non-conformité grave détectée lors d'une inspection,
- injection non autorisée en cas de panne réseau,
- ou risque de sécurité électrique,
- la SONELEC peut procéder à une déconnexion immédiate de l'installation, après notification écrite au prosommateur et à l'ARE.

La reconnexion ne peut avoir lieu qu'après correction et nouvelle inspection.

4.9 DOCUMENTATION ET CONFORMITE

Avant toute mise en service, l'installateur agréé doit soumettre à la SONELEC :

- le rapport d'essais (avec certificats de conformité IEC) ;
- la fiche d'installation et d'identification du site ;
- le certificat de mise à la terre ;
- la preuve de formation de l'opérateur (si exigée).

Tous ces documents sont archivés dans le Registre national des installations décentralisées (RNID) pour contrôle ultérieur par l'ARE.

4.10 RESPONSABILITES ET SECURITE

Le prosommateur demeure responsable :

- de la conformité de son système ;
- de la sécurité de son site et du personnel intervenant ;
- et de tout dommage causé au réseau public par une mauvaise manipulation ou un défaut de maintenance.

La SONELEC ne peut être tenue responsable d'un dysfonctionnement lié à un équipement non conforme, à une mauvaise installation ou à un entretien défectueux.

5 CADRE FINANCIER ET MECANISMES DE FINANCEMENT

5.1 PRINCIPES GENERAUX

Le financement du mécanisme de production décentralisée et de facturation nette repose sur un modèle hybride public-privé, combinant :

- la mobilisation de ressources publiques et concessionnelles ;
- la participation du secteur privé et des consommateurs ;
- et la création d'instruments de stabilisation et de garantie financière.

Ce cadre vise à garantir :

- la viabilité économique du dispositif pour la SONELEC et les producteurs ;
- la transparence tarifaire et budgétaire ;
- la prévisibilité des flux financiers entre acteurs.

Le système s'inspire du modèle NEPRA pakistanais, fondé sur le principe de coût évité (avoided cost principle) et de compensation nette (net billing), adapté ici au contexte insulaire comorien.

5.2 OBJECTIFS FINANCIERS DE LA POLITIQUE

Les objectifs principaux du cadre financier sont :

- Réduire le coût moyen du kWh national par la substitution de l'énergie thermique ;
- Garantir une compensation juste et transparente pour les producteurs décentralisés ;
- Préserver la stabilité financière de la SONELEC grâce à un tarif neutre ;
- Favoriser l'investissement privé et communautaire par des incitations et des crédits adaptés ;
- Mettre en place un fonds pérenne de soutien à la transition énergétique locale.

5.3 STRUCTURE DU FINANCEMENT

Le financement de la politique s'articule autour de quatre composantes :

Composante	Objectif	Acteurs principaux
Financement public national	Subvention et cofinancement des projets prioritaires	Ministère des Finances, FNERD
Appui des partenaires techniques et financiers (PTF)	Financement des infrastructures et assistance technique	BAD, Banque mondiale, UE, GCF, AFD
Investissement privé	Développement des projets résidentiels, commerciaux et industriels	Prosommateurs, investisseurs locaux, banques
Mécanismes communautaires	Participation des collectivités et des coopératives	Communes, ONG, associations locales

5.4 PRINCIPE DU TARIF DE RACHAT ET DE COMPENSATION

Le tarif de rachat (Feed-in Tariff – FiT) de l'énergie injectée dans le réseau par les prosommateurs est calculé selon le modèle NEPRA, basé sur les coûts évités pour la SONELEC :

$$T_{inj} = C_{(fuel_e\ 'vite\ ')} + C_{(O\&M_e\ 'vite\ ')} + C_{(pertes_e\ 'vite\ 'es)} - C_{service}$$

où :

- $C_{(fuel_e\ 'vite\ ')} =$ coût moyen du fioul par kWh produit thermiquement ;
- $C_{(O\&M_e\ 'vite\ ')} =$ coûts d'exploitation et de maintenance évités ;
- $C_{(pertes_e\ 'vite\ 'es)} =$ pertes techniques réduites grâce à la production locale ;
- $C_{service} =$ charges de gestion et stabilisation du réseau (2 à 3 % du tarif).

5.4.1 STRUCTURE TARIFAIRE DIFFERENCIEE

Le tarif de rachat est différencié selon la catégorie du prosommateur :

Catégorie	Puissance installée	Type de client	Tarif de rachat indicatif (USD/kWh)
A	1 – 20 kWc	Résidentiel / communautaire	0,18 – 0,22
B	20 – 250 kWc	Commercial / institutionnel	0,14 – 0,18
C	250 – 1000 kWc	Industriel / producteur autonome	≤ 0,14

Ces tarifs sont révisés annuellement par l'ARE, en fonction :

- du prix du fioul importé ;
- du taux de change USD/KMF ;
- et du coût actualisé moyen des technologies solaires (LCOE).

5.4.2 BANKING PERIOD ET SETTLEMENT

Le période de compensation ("banking period") est fixée à 12 mois glissants :

- les crédits d'énergie non utilisés à la fin d'un cycle sont reportés au mois suivant ;
- au terme de l'année fiscale, tout crédit résiduel est converti en valeur monétaire et reporté sur la facture suivante sans versement en espèces.

5.5 COMPENSATION FINANCIERE ET FACTURATION

La facturation nette est effectuée mensuellement selon la formule :

$$F_{net} = (E_{imp} \times T_{vente}) - (E_{exp} \times T_{inj})$$

où :

- $E_{imp} =$ énergie importée du réseau (kWh) ;
- $E_{exp} =$ énergie injectée dans le réseau (kWh) ;
- $T_{vente} =$ tarif de vente applicable au client ;
- $T_{inj} =$ tarif de rachat fixé par l'ARE.

Le solde positif est facturé au prosommateur, et le solde négatif est crédité sur la facture suivante.

La SONELEC applique cette procédure via un système automatisé de comptage intelligent, connecté au Portail PPE-Comores.

5.6 FONDS NATIONAL POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LE DEVELOPPEMENT (FNERD)

Le FNERD constitue le principal mécanisme public de financement de la politique.

Il assure :

- le financement partiel des installations publiques et communautaires (jusqu'à 40 %) ;
- le soutien aux ménages vulnérables via des subventions dégressives ;
- la stabilisation tarifaire en cas de volatilité du prix du fioul ;
- la gestion d'un compte spécial de compensation énergétique (CSCE) pour la SONELEC.

Le FNERD est alimenté par :

- une dotation budgétaire annuelle de l'État ;
- les contributions des PTF et fonds climatiques ;
- une taxe parafiscale sur les produits pétroliers ($\leq 0,5$ %) ;
- les revenus des placements et garanties vertes.

5.7 MECANISMES D'INCITATION ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Pour faciliter l'accès à l'investissement :

- des crédits à taux préférentiels seront proposés via les banques locales partenaires (Banque Fédérale, Meck Union, SNPSF) ;
- un fonds de garantie verte sera mis en place pour couvrir les risques de défaut des prosummateurs ;
- les équipements certifiés IEC/IEEE seront exonérés de droits d'importation et de TVA ;
- les institutions publiques bénéficieront d'un programme de cofinancement direct par le FNERD.

Les investisseurs privés pourront également accéder à des facilités de wheeling (transfert d'énergie d'un site à un autre) selon les conditions de la SONELEC et de l'ARE.

5.8 MECANISMES DE STABILISATION ET DE VIABILITE

Afin d'éviter les déséquilibres financiers, un Fonds de stabilisation tarifaire (FST) sera créé au sein du FNERD ;

- La part des prosummateurs dans la production totale du réseau est initialement plafonnée à 15 % par zone insulaire, afin d'assurer la stabilité du système électrique et la préservation de la qualité de service.
- Ce plafond est révisable chaque année par l'Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE), sur la base :
 - de l'évolution de la demande et de la capacité installée du réseau,
 - des résultats du rapport annuel de performance du CNPD,
 - et de la disponibilité des dispositifs de stockage et de gestion de charge (BESS, smart grid).
- Si les conditions techniques le permettent, l'ARE pourra autoriser une progression graduelle du seuil jusqu'à 25 %, en tenant compte de la fiabilité du réseau et des capacités d'absorption locales.
- En cas de déséquilibre financier, l'ARE peut temporairement suspendre l'octroi de nouvelles licences d'interconnexion ou réviser le tarif de rachat applicable.

La SONELEC et l'ARE effectuent un bilan trimestriel de soutenabilité, mesurant :

- le rapport injection/consommation ;
- les coûts évités réels ;
- les pertes techniques et l'équilibre du compte de compensation.

5.9 CADRE BUDGETAIRE PREVISIONNEL (2025-2030)

Composante	2025-2026	2027-2028	2029-2030	Total (USD)
Subventions publiques (FNERD)	2,0 M	2,5 M	2,0 M	6,5 M
Appui PTF (BAD, BM, UE)	3,5 M	5,0 M	5,0 M	13,5 M
Investissements privés	0,5 M	1,5 M	2,5 M	4,5 M
Programmes communautaires	0,3 M	0,8 M	1,0 M	2,1 M
Total estimatif	6,3 M	9,8 M	10,5 M	26,6 M USD

5.10 GESTION FINANCIERE ET TRANSPARENCE

Le FNERD et la SONELEC tiennent une comptabilité distincte pour toutes les opérations liées à la facturation nette.

Les principes suivants s'appliquent :

- audits externes annuels par un cabinet agréé ;
- publication des états financiers sur le site du ministère de l'Énergie ;
- contrôle croisé par la Cour des comptes et l'ARE ;
- utilisation d'un système intégré de gestion budgétaire et comptable (SIGFIP-Énergie).

5.11 DURABILITE FINANCIERE ET INTEGRATION A LONG TERME

À l'horizon 2030, le Gouvernement s'engage à :

- intégrer le FNERD au Fonds permanent pour la transition énergétique (FPTE) ;
- établir une tarification dynamique différenciée (Time-of-Use Tariff) selon les périodes de la journée ;
- créer un mécanisme de marché secondaire pour la vente des crédits d'énergie excédentaires ;
- inclure les systèmes de stockage (batteries BESS) dans le schéma de compensation.

Cette évolution permettra à la production décentralisée de devenir un pilier autonome et autosoutenable du système électrique national.

6 PLAN DE MISE EN ŒUVRE (2025 – 2030)

6.1 OBJECTIF GENERAL

Assurer la mise en œuvre progressive, coordonnée et durable du mécanisme de production décentralisée et de facturation nette, de manière à :

- accroître la part des énergies renouvelables dans le mix électrique national ;
- renforcer la sécurité énergétique et la résilience du réseau ;
- la création d'un écosystème local de compétences et d'investissements ;
- garantir la viabilité financière du dispositif pour la SONELEC et les consommateurs.

6.2 PHASAGE TEMPOREL

La mise en œuvre s'étale sur trois phases successives, couvrant la période 2025–2030 :

Phase Période Objectifs clés	Indicateurs	Acteurs principaux
Phase I : Lancement et préparation 2025–2026 Adoption des textes réglementaires, formation des installateurs, lancement pilote sur trois îles	0,8 MW installés cumulés	Ministère de l'Énergie, ARE, SONELEC, FNERD
	25 installateurs agréés	
	5 sites publics pilotes opérationnels	
	250 consommateurs enregistrés	
Phase II : Expansion contrôlée 2027–2028 Interconnexion de 1 000 consommateurs, déploiement du portail numérique, lancement du Fonds de stabilisation	1 500 consommateurs actifs	ARE, SONELEC, PTF, banques locales
	30 % de compteurs bidirectionnels installés	
	Pertes réseau ≤ 20 %	
	5 MW installés cumulés	
Phase III : Consolidation et intégration 2029–2030 Intégration au plan énergétique national, révision tarifaire, déploiement des systèmes de stockage	5 000 consommateurs	Ministère de l'Énergie, FNERD, opérateurs privés
	25 000 t CO ₂ évitées/an	
	75 % de compteurs bidirectionnels	
	Taux de satisfaction ≥ 85 %	
	15 MW installés cumulés	

6.2.1 SYNTHÈSE ET RÉVISION ANNUELLE

Le Comité national de la production décentralisée (CNPD) procède à une révision annuelle des indicateurs pour ajuster les cibles selon :

- la disponibilité des financements et des équipements ;
- la performance technique des interconnexions ;
- et la stabilité financière du mécanisme de compensation.

Cette révision permet d'ajuster le rythme de croissance du dispositif sans compromettre la sécurité du réseau ni la viabilité économique de la SONELEC.

L'ARE publie chaque année un rapport d'évolution du programme, présentant les écarts entre les prévisions et les réalisations, et recommandant les corrections nécessaires pour la période suivante.

6.3 ACTIONS PRIORITAIRES DE LA PHASE I (2025–2026)

- Cadre réglementaire et institutionnel
- Publication du décret d'application de la présente politique sectorielle ;
- Création officielle du Registre national des producteurs décentralisés (RNPD) ;
- Élaboration des manuels techniques d'interconnexion et de certification ;
- Mise en place de la Cellule Net-Billing au sein de la SONELEC et de l'ARE.
- Développement des capacités
- Formation et agrément de 50 installateurs solaires certifiés IEC ;
- Création d'un centre de formation technique (CFT-Énergie) en partenariat avec l'Université des Comores ;
- Organisation de sessions de formation pour les agents de la SONELEC et les inspecteurs de l'ARE;
- Projets pilotes;
- Installation de 100 systèmes solaires résidentiels (5–10 kWc) sur Ngazidja ;
- Lancement de 10 installations publiques (écoles, hôpitaux, mosquées) ;
- Intégration d'un module de facturation nette dans le système SIGE de la SONELEC ;
- Évaluation de l'impact technique et économique des projets pilotes.

6.4 ACTIONS PRIORITAIRES DE LA PHASE II (2027–2028)

- Extension du dispositif ;
- Généralisation du mécanisme à Anjouan et Mohéli ;
- Interconnexion d'au moins 15 MWc de capacité solaire décentralisée ;
- Installation de compteurs bidirectionnels intelligents sur 3 000 clients ;
- Mise en service du Portail national Net-Billing pour la gestion en ligne des demandes et factures ;
- Renforcement du financement ;
- Activation du Fonds de stabilisation tarifaire (FST) au sein du FNERD ;
- Signature de conventions de financement avec la BAD, la Banque mondiale et l'UE ;
- Création d'un mécanisme de garantie pour les prêts aux PME solaires ;
- Lancement d'un programme de microcrédit solaire pour les ménages à revenus modestes ;
- Optimisation technique ;
- Introduction de systèmes de stockage (BESS) pour stabiliser la production locale ;
- Révision du Code de Réseau et intégration des règles de reverse flow management ;
- Déploiement d'un Système de supervision de l'énergie décentralisée (SSED).

6.5 ACTIONS PRIORITAIRES DE LA PHASE III (2029–2030)

- Intégration dans le plan énergétique national ;
- Inclusion formelle du net-billing dans la Stratégie Énergie 2030 ;
- Harmonisation des tarifs avec la planification nationale de la production ;

- Lancement du Marché comorien de crédits d'énergie (MCCE) pour la revente d'excédents d'électricité ;
- Renforcement institutionnel ;
- Transformation du FNERD en Fonds permanent pour la transition énergétique (FPTE) ;
- Intégration du mécanisme de suivi dans le système budgétaire national (SIGFIP-Énergie)
- Mise en place d'une unité mixte ARE-SONELEC pour l'analyse tarifaire continue ;
- Déploiement d'infrastructures de stockage et de stabilisation ;
- Installation de batteries BESS dans les réseaux secondaires des trois îles ;
- Création de micro-réseaux hybrides (PV + stockage + diesel backup) dans les zones rurales ;
- Intégration des systèmes de stockage au mécanisme de facturation nette.

6.6 INDICATEURS DE PERFORMANCE

Catégories	Indicateur	Cibles		
		2025-2026	2027-2028	2029-2030
Techniques et énergétiques	Nombre de prosommateurs enregistrés	100	1 000	2 000
	Capacité solaire décentralisée installée (MWc)	1,0	15	25
	Taux de couverture des compteurs bidirectionnels	10%	60%	90%
	Taux de pertes sur le réseau	25 %	20 %	15 %
	Fiabilité du réseau (taux d'interruption moyen)	< 10 %	< 7 %	< 5 %
Économiques et financiers	Taux d'autofinancement du FNERD	40 %	60 %	80 %
	Coût moyen du kWh national (USD)	0.28	0.24	0.20
	Ratio injection/consommation (kWh injecté/kWh consommé)	0,05	0,15	0,25
	Nombre d'installateurs agréés actifs	25	50	100
Environnementaux	Réduction annuelle des émissions de CO ₂ (t/an)	3 000	15 000	250 000
	Taux de recyclage ou réutilisation des équipements solaires usagés		40%	70%
	Taux d'intégration du stockage (sites équipés BESS - potential)		10%	25%
Socio-économiques	Nombre total d'emplois verts créés (installation, maintenance, logistique, formation)	200	700	1500
	Part de PME locales impliquées dans la chaîne de valeur solaire (%)	20%	40%	60%
	Taux de participation féminine (emplois, formation, entreprises)	15%	25%	35%
	Taux d'inclusion des jeunes (< 35 ans) dans les programmes de formation et d'emploi	25%	40%	50%
	Nombre d'initiatives communautaires ou coopératives locales (projets solaires collectifs)	5	20	40
	Taux de satisfaction citoyenne (enquêtes annuelles)	70%	85%	90%

Ces indicateurs serviront de base au Rapport annuel de performance du Net-Billing, publié conjointement par la SONELEC et l'ARE.

Les indicateurs sont révisés chaque année par le CNPD, afin de tenir compte de l'évolution des capacités nationales, du financement et du contexte socio-économique.

Un tableau de bord national Net-Billing (TBNB) sera publié en ligne, intégrant les données techniques et socio-économiques mises à jour.

Les indicateurs relatifs au genre, à l'emploi et à la participation locale seront suivis en coordination avec le Ministère de l'Emploi et du Genre.

6.7 GOUVERNANCE ET COORDINATION

La mise en œuvre de la politique est placée sous la supervision du Comité national de la production décentralisée (CNPD), présidé par le Ministre de l'Énergie.

Composition du CNPD :

- Ministère de l'Énergie (Présidence)
- Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE)
- SONELEC
- Ministère des Finances
- Représentants des PTF (observateurs)
- Représentant des associations de prosommateurs

Rôles du CNPD :

- assurer la coordination interinstitutionnelle ;
- approuver les programmes annuels de mise en œuvre ;
- suivre la performance et les indicateurs ;
- recommander les ajustements tarifaires et réglementaires.

6.8 SUIVI, EVALUATION ET RAPPORTS

Un système intégré de suivi-évaluation (SISE-Net) sera opérationnel dès 2026.

Il permettra :

- la collecte automatisée des données de production et d'injection ;
- le suivi des indicateurs de performance ;
- l'évaluation trimestrielle des coûts évités et des crédits injectés ;
- la préparation d'un rapport semestriel de mise en œuvre adressé au CNPD et au Conseil des ministres.

Un audit externe indépendant sera réalisé tous les deux ans, afin d'évaluer :

- la conformité réglementaire du dispositif ;
- la performance technique et économique ;
- et l'impact sur la sécurité énergétique nationale.

6.9 COMMUNICATION ET SENSIBILISATION

Le Ministère de l'Énergie, en partenariat avec l'ARE, la SONELEC et le FNERD, mettra en œuvre une stratégie nationale de communication et d'engagement citoyen afin de promouvoir l'adhésion au programme de production décentralisée et de facturation nette.

Cette stratégie vise à :

- informer le grand public sur les avantages économiques, environnementaux et sociaux du dispositif ;
- renforcer la confiance des consommateurs envers les institutions et les installateurs agréés ;
- encourager une appropriation citoyenne du modèle énergétique durable.

Actions principales :

- Campagnes nationales de sensibilisation via la radio, la télévision, les médias numériques et les réseaux communautaires ;
- Création d'un Portail d'information Net-Billing, incluant un simulateur de facture et une carte interactive des projets installés ;
- Organisation de journées portes ouvertes et foires solaires dans les capitales insulaires ;
- Programmes éducatifs dans les écoles et universités pour intégrer la culture énergétique dans les cursus ;
- Campagnes ciblées pour les femmes, les jeunes et les zones rurales, afin de renforcer l'appropriation sociale du programme, stimuler la création d'emplois verts locaux et favoriser la participation inclusive à la transition énergétique ;
- Promotion de "vitrines solaires" sur les bâtiments publics exemplaires (écoles, mosquées, hôpitaux) servant de démonstrateurs techniques.

Les actions de communication seront coordonnées par une Unité Communication & Engagement (UCE) au sein du Ministère de l'Énergie, en collaboration avec les Directions régionales et les collectivités locales.

6.10 DURABILITE ET INTEGRATION REGIONALE

La politique s'inscrit dans une perspective régionale, en cohérence avec :

- le Plan d'Action pour l'Énergie Durable de la COI (2025–2035) ;
- les engagements climatiques de la CDN ;
- et les standards de l'IRENA et de la Banque Africaine de Développement.

L'Union des Comores ambitionne d'être, d'ici 2030, le premier pays insulaire de l'océan Indien à disposer d'un mécanisme intégré, digitalisé et financièrement autonome de facturation nette.

7 DISPOSITIONS FINALES ET INSTITUTIONNELLES

7.1 ENTREE EN VIGUEUR

La présente Politique nationale sur la production décentralisée et la facturation nette (PDFN) entre en vigueur dès son adoption par le Conseil des ministres de l'Union des Comores et sa publication au Journal Officiel.

Elle constitue le cadre de référence pour toutes les actions, programmes, projets et initiatives publiques ou privées liés à la production décentralisée d'électricité dans le pays.

Les mesures d'application seront précisées par :

- un décret d'exécution du Ministère de l'Énergie dans un délai de six (6) mois à compter de la date d'adoption ;
- des arrêtés techniques conjoints de la SONELEC et de l'ARE relatifs aux procédures d'interconnexion, de certification et de compensation.

7.2 DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Les installations solaires existantes raccordées au réseau avant la publication de la présente politique seront intégrées dans le mécanisme de facturation nette dans un délai maximal de 12 mois, sous réserve de conformité technique. Les projets solaires en cours d'instruction à la SONELEC feront l'objet d'une évaluation simplifiée selon les critères de la Partie III, sans exigence rétroactive.

Durant la première année d'application (2025), un tarif de rachat transitoire unique sera appliqué à toutes les catégories (0,18 USD/kWh), en attendant la révision tarifaire annuelle de l'ARE. Les programmes pilotes lancés dans le cadre du FNERD seront réévalués à la fin de la Phase I (2026) pour intégration au dispositif permanent.

7.3 REVISION ET ACTUALISATION

La politique fera l'objet d'une évaluation quinquennale coordonnée par le Comité national de la production décentralisée (CNPDP), en concertation avec :

- le Ministère de l'Énergie et de l'Environnement ;
- l'Autorité de Régulation de l'Énergie (ARE) ;
- la SONELEC ;
- les représentants des prosummateurs et des collectivités ;
- les partenaires techniques et financiers (PTF).

Les révisions quinquennales viseront à :

- ajuster les objectifs de capacité et de pénétration du solaire ;
- réviser les paramètres tarifaires en fonction des coûts réels et des performances ;
- actualiser les normes techniques selon les évolutions technologiques (stockage, comptage intelligent, interconnexion hybride) ;
- renforcer les mesures incitatives et les mécanismes de financement verts.

Un rapport national d'évaluation de la politique PDFN sera soumis au Conseil des ministres et transmis au Parlement pour information.

7.4 HARMONISATION AVEC LES POLITIQUES NATIONALES ET REGIONALES

La politique s'aligne sur :

- la Stratégie Énergie 2030 et le Plan national de développement 2025–2030 ;
- la Contribution Déterminée au niveau National (CDN) de l'Union des Comores ;
- les orientations de la Commission de l'océan Indien (COI) et du Programme SE4ALL (Sustainable Energy for All) ;
- les standards de l'IRENA, de la BAD, et de la Banque mondiale en matière de régulation des énergies renouvelables.

Toute nouvelle initiative dans le secteur électrique (centrales, concessions, PPP, mini-réseaux) devra respecter les principes établis par la présente politique, notamment :

- la priorisation de la production renouvelable locale ;
- la compatibilité avec les objectifs de réduction des émissions ;
- et l'intégration technique au système de facturation nette.

7.5 MECANISME DE SUIVI INSTITUTIONNEL PERMANENT

Le Comité national de la production décentralisée (CNPD) demeure l'organe de supervision du dispositif après 2030.

Il veillera à :

- la mise à jour annuelle du registre national des prosommateurs ;
- la publication du bilan énergétique décentralisé (BED) ; et
- la consolidation des indicateurs de performance dans le rapport annuel du secteur électrique.

L'ARE, de son côté, produira un Rapport tarifaire annuel, précisant :

- les volumes injectés par catégorie de producteur ;
- les coûts évités et compensations versées ;
- les ajustements recommandés pour maintenir la neutralité financière.

Une consultation publique annuelle sera organisée par le CNPD, ouverte aux prosommateurs, installateurs, institutions publiques, ONG, entreprises locales et partenaires techniques.

Cette consultation permettra :

- de présenter les résultats et défis du programme Net-Billing ;
- de recueillir les observations des acteurs locaux et du public ;
- et de formuler des recommandations pour l'année suivante

Le CNPD publiera chaque année un Rapport d'état du secteur des prosommateurs, document officiel détaillant :

- le nombre et la répartition des prosommateurs par île et par catégorie ;
- les volumes d'énergie injectés et autoconsommés ;
- les retombées économiques et sociales du programme (emplois verts, inclusion, PME locales) ;
- les données environnementales consolidées (réduction des émissions, recyclage, stockage)

7.6 DISPOSITIONS RELATIVES A LA GOUVERNANCE ET A LA TRANSPARENCE

Afin d'assurer une gouvernance efficace et transparente :

- toutes les décisions tarifaires et les rapports de performance seront publiés en ligne sur le Portail National de l'Énergie (PNE) ;
- les audits indépendants du FNERD, du FST et de la SONELEC seront rendus publics ;
- un registre électronique de traçabilité des demandes d'interconnexion sera mis en service dès 2026 ;
- les données agrégées sur les crédits d'énergie, la compensation et les coûts évités seront accessibles au public, garantissant la confiance et la participation citoyenne.

7.7 DUREE ET CHAMP D'APPLICATION DE LA POLITIQUE

La présente politique couvre la période 2025–2030, avec un horizon de projection stratégique jusqu'en 2040.

Elle s'applique :

- à l'ensemble du territoire national, y compris les îles de Ngazidja, Anjouan et Mohéli ;
- à toutes les installations solaires, éoliennes ou hybrides raccordées au réseau public ;
- et, à terme, aux mini-réseaux communautaires connectés à la SONELEC.

7.8 CLAUSE D'ABROGATION

Toutes les dispositions antérieures, directives, circulaires ou règlements contraires à la présente politique sont abrogés à compter de sa date d'entrée en vigueur. Les textes subséquents (décrets, arrêtés, guides techniques) devront s'y conformer.

7.9 DISPOSITION FINALE

Le Ministère de l'Énergie, en collaboration avec l'ARE et la SONELEC, est chargé de l'exécution, du suivi et de la diffusion de la présente politique sectorielle. Le Gouvernement de l'Union des Comores réaffirme son engagement à promouvoir un système énergétique

- plus propre,
- plus équitable,
- plus participatif,
- et pleinement durable à l'horizon 2030.

MRV Énergie Conseils Inc.
630, Rue Sherbrooke Ouest, 1210
Montréal, Quebec
H3A 1E4 Canada

MRV Energy Cabo Verde
21 Avenida OUA
Achada Santo Antonio
Cidade da Praia, Cabo Verde

info@mrvenergy.com
www.mrvenergy.com