

REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple – Un But – Une Foi



Ministère du Pétrole et des Energies

Séminaire

« Revue du cadre des ERIL : analyse et propositions
d'amélioration de l'Article 39 du Code de l'Electricité et
des arrêtés associés »

Saly, du 2 au 4 octobre 2019

Rapport général

Organisé par la Direction de l'Electricité et GIZ – Programme Energies Durables (PED)

Avec l'appui technique de Power Africa et du Tony Blair Institute for Global Change

Animé par Dr. Amadou Sow, Consultant GIZ

Sommaire

Introduction	3
Session 1 : Diagnostic, constats, limites et recommandations générales	4
Session 2 : Dénomination, Champ d'application et Régimes d'exploitation	6
Session 3 : Procédures d'attribution de sites pour le développement des projets d'électrification décentralisée.....	7
Session 4 : Modèle financier - Régulation économique et tarifaire, Financement, subventions, renouvellement des équipements.....	9
Session 5 : Options d'interconnexion en cas d'arrivée du réseau national.....	9
Session 6 : Modalités de compensations en cas d'arrivée du réseau national	10
Session 7 : Recommandations sur la reformulation de l'Article 39 et prochaines étapes	11

Introduction

Le Séminaire « **Revue du cadre réglementaire des ERIL** », organisé par le Ministère du Pétrole et des Énergies (MPE) avec l'appui de la GIZ / PED et le soutien technique des partenaires PAOP et TBI, s'est tenu du 2 au 4 octobre 2019 à Saly Portudal, sous la présidence du Secrétaire Général du MPE. Cette rencontre a enregistré la participation des représentants du MPE, de la CRSE, de l'ASER, de l'ANER, de Senelec, de la DCMP, de l'ARMP, de GIZ/PED, de l'Union Européenne, de PAOP, de TBI et du secteur privé, soit 54 participants.

Suivant les termes de référence arrêtés à cet effet, ce séminaire avait pour objectif d'analyser et d'identifier les principales limites du cadre législatif et réglementaire régissant actuellement les projets d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (« ERIL »), soient la loi 98-29 et les arrêtés ministériels n°2674 et n°2675. Il visait ensuite et surtout à formuler collectivement des propositions pour l'améliorer, en s'appuyant sur les retours d'expérience de l'ensemble des parties prenantes du secteur et les bonnes pratiques internationales, en vue d'encourager le développement de projets d'électrification hors réseau et de renforcer leur contribution à l'objectif d'accès universel à l'électricité en 2025.

Au cours des trois jours de travaux, les participants du séminaire ont travaillé sur le cadre législatif et réglementaire en organisant les réflexions dans les sessions thématiques suivantes :

- 1) Diagnostic ;
- 2) Dénomination, champ d'application et régimes d'exploitation ;
- 3) Procédures d'attribution des sites pour le développement des projets ;
- 4) Modèle financier (Régulation économique et tarifaire, Financement, Subventions, Renouvellement des équipements) ;
- 5) Options d'interconnexion en cas d'arrivée du réseau interconnecté ;
- 6) Modalités de compensations en cas d'arrivée du réseau interconnecté ;
- 7) Recommandations sur la reformulation de l'Article 39 et prochaines étapes.

Au terme de ces sessions, qui ont combiné réunions plénières et groupes de travail, plusieurs propositions majeures ont été adoptées. Elles sont détaillées ci-après.

Session 1 : Diagnostic, constats, limites et recommandations générales

Le modèle des projets ERIL, encadré par la Loi 98-29 et les arrêtés ministériels n°2675 et n°2674, a su intéresser de nombreux acteurs (publics, privés) et a permis le développement de projets divers. Cependant, il est constaté que les projets se développent très lentement, ne parviennent pas à mobiliser les financements privés, ne sont pas toujours d'exploitation pérenne et, in fine, ne contribuent que de manière limitée à l'objectif d'accès universel en 2025 visé par le Gouvernement.

Le diagnostic réalisé a permis d'identifier plusieurs limites liées au cadre législatif et réglementaire existant. Elles touchent à la définition même de ce type de projets et de leurs caractéristiques, aux lourdeurs des procédures et modalités de mise en œuvre, au sentiment de manque de visibilité et de sécurité des investissements ainsi qu'au modèle financier soubassement de la détermination du tarif. Sur cette base, plusieurs recommandations générales ont été émises, dont les principales sont liées à la revue de la définition de ce que peut être un « projet ERIL », l'allègement et la clarification du mode de développement des projets et des procédures d'attribution des titres d'exercice, la revue du modèle pour assurer l'attractivité pour les acteurs privés et les modalités d'interconnexion.

L'ensemble des limites retenues et recommandations associées sont recensées par thématique dans le tableau ci-dessous :

Thématique	Constats, limites identifiées	Recommandations
DÉFINITION ET CARACTÉRISTIQUES	<ul style="list-style-type: none">• Limite 200 abonnés trop faible pour attirer les acteurs privés sans compensation• Très peu de projets « initiative locale ». La plupart viennent de privés ou du public• Peu d'ERIL extension de réseau (raccordement complexe)	<ul style="list-style-type: none">• Revoir la dénomination ERIL• Étendre la zone de couverture et lever le plafond des 200 abonnés• Restreindre les projets au hors réseau• Revoir la dimension « locale »
PLANIFICATION ET ALLOCATION DES SITES	<ul style="list-style-type: none">• Manque de visibilité sur les sites pouvant être électrifiés par projet ERIL• Procédure d'allocation peu claire	<ul style="list-style-type: none">• Partager un programme prioritaire ERIL de l'État et mettre en place une plateforme de suivi au niveau de l'Etat (MPE ou ASER)
MODES DE DÉVELOPPEMENT	<ul style="list-style-type: none">• Projets ERIL pour la plupart initiés par le public ou par les privés, ce qui s'écarte un peu de ce qui a été défini dans la réglementation• Absence de visibilité, procédures d'attribution des titres d'exercice lourdes et rythme de développement lent	<ul style="list-style-type: none">• Alléger et clarifier les procédures pour les initiatives privées et l'exploitation des projets financés par l'Etat et les bailleurs• Encourager le développement des projets par des privés
LICENCES	<ul style="list-style-type: none">• Seul un opérateur a pu obtenir une licence	<ul style="list-style-type: none">• Clarifier et simplifier l'obtention des titres d'exercice

TARIFS	<ul style="list-style-type: none"> • Manque de clarté sur les modalités d'opérationnalisation de l'harmonisation tarifaire pour les ERIL 	<ul style="list-style-type: none"> • Définir un mécanisme de compensation et l'appliquer • Assurer l'attractivité du modèle retenu pour les opérateurs privés
MODALITES DE FINANCEMENT	<ul style="list-style-type: none"> • Projets majoritairement financés par les PTF ou l'Etat et ne mobilisent pas les privés • Manque de provision pour le renouvellement des équipements • Manque de visibilité de l'investisseur par rapport à la planification • Manque de synergies avec les autres secteurs (télécom, hydraulique par exemple) pour augmenter la rentabilité 	<ul style="list-style-type: none"> • Créer un cadre attractif pour les investisseurs privés • Redéfinir les niveaux de subventions • Évaluer les forces et faiblesses du progiciel MATHILDE en vue de son amélioration • Mettre en place de nouveaux modèles de financement type RBF • Exploiter les nouvelles technologies de prépaiement
EXPLOITATION	<ul style="list-style-type: none"> • Nombreux projets financés par l'Etat en attente d'exploitation ou à l'arrêt • Modèle actuel d'exploitation n'encourageant pas la durabilité ou l'extension des projets, absence de provision pour le renouvellement des équipements 	<ul style="list-style-type: none"> • Encourager l'utilisation de technologies qui permettent de diminuer les charges d'exploitation et suivre la qualité du service en réduisant les risque d'impayés (prépaiement, smart metering, supervision centralisée, etc.) • Assurer le provisionnement pour le renouvellement des équipements
ARRIVEE DU RESEAU	<ul style="list-style-type: none"> • Doit céder son exploitation dès la couverture de son périmètre par le concessionnaire, si ce dernier le souhaite, du fait de son exclusivité • Insuffisance de réglementation claire concernant les modalités d'interconnexion et de compensation • Insuffisance de la communication sur l'interconnexion et la compensation entre les différents acteurs (concessionnaires, ASER, opérateurs, PTF...) 	<ul style="list-style-type: none"> • Réviser les conditions de cession de l'activité du promoteur ERIL à l'arrivée du réseau et prévoir une période d'exploitation sans possibilité de reprise de l'activité par le concessionnaire • Améliorer la cohabitation et la communication entre acteurs • Définir un cadre pour les modalités d'interconnexion et de compensation
ROLES ET RESPONSABILITÉS	<ul style="list-style-type: none"> • Insuffisance de centralisation de la planification et de la gestion des projets et programmes • Manque de clarté sur les rôles et responsabilités des différents acteurs selon la phase du projet 	<ul style="list-style-type: none"> • Créer un guichet unique pour la planification, le développement et le suivi des projets • Communiquer sur les rôles et responsabilités à chaque étape
CADRE D'ASSURANCE QUALITÉ	<ul style="list-style-type: none"> • Insuffisance des données sur l'état d'avancement des projets et de fonctionnement des ouvrages 	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcer les mécanismes existants de collecte et remontée des données des opérateurs à l'agence d'exécution

	<ul style="list-style-type: none"> • Normes techniques non harmonisées entre projets 	<ul style="list-style-type: none"> • Créer des incitations à la performance et à la qualité • Définir une doctrine de réalisation et d'exploitation des ouvrages • Renforcer les moyens de contrôle et d'audit des ouvrages ERIL
--	---	---

Session 2 : Dénomination, Champ d'application et Régimes d'exploitation

Les propositions suivantes sont retenues :

2.1. La **dénomination ERIL** ne répond plus au contexte actuel et devra être changée. Plusieurs propositions de dénomination ont été formulées, mais aucune n'a fait l'objet de consensus : « ISER – Initiative spontanée d'Electrification Rurale », ERD - Electrification Rurale Décentralisée, IPER – Initiative Privée d'Electrification Rurale, PEILP – Projet d'Electrification Rurale d'Initiative locale ou Privée

2.2 Le **champ d'application** est limité au mini-réseaux électriques isolés et les systèmes individuels, définis ci-après, sous réserve des conclusions de la réflexion en cours sur les systèmes individuels. Toutefois, les mini-réseaux doivent être développés en **milieu rural**, dans les localités *non couvertes par des projets quinquennaux des concessionnaires*, et ne peuvent avoir une puissance nette fournie supérieure à 1 MW par site.

Mini-réseau électrique : système intégré composé d'une ou plusieurs unités de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ou hybrides, connectées à un réseau local de distribution alimentant plusieurs consommateurs et qui peut fonctionner indépendamment du réseau interconnecté.

Système électrique individuel (SEI) : système composé d'une unité de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ou hybrides, destiné à alimenter un seul usager. La vente au comptant ou à tempérament (PAYGO) des kits solaires (plug & play) et autres systèmes électriques autonomes/individuels, constitue une activité connexe au service électrique ; elle n'est pas régulée et est libre d'exercice sur l'étendue du territoire du Sénégal. Toutefois, cette vente pourrait être encadrée (minima techniques, normes, reporting au Système d'Information Energétique du Ministère en charge de l'Energie des informations susceptibles d'impacter le calcul du taux d'accès à l'électricité).

2.3 Comme **régime d'exploitation**, seul le régime de l'autorisation a été retenu pour le développement des mini-réseaux, sans segmentation de puissance, l'objectif étant de simplifier la procédure pour toute demande de titre d'exploitation. En ce qui concerne les systèmes solaires individuels, l'activité est libre d'exercice sur toute l'étendue sous réserve des dispositions en vigueur (Ministère en charge du commerce, ministère de l'environnement, etc.), mais pourrait

être encadrée par le Ministère chargé de l'énergie (minima techniques, obligation de reporting, etc.).

Session 3 : Procédures d'attribution de sites pour le développement des projets d'électrification décentralisée

Les approches d'attribution de sites susceptibles ont été présentées en séance plénière :

- **Approche coordonnée par les acteurs publics** : les institutions publiques compétentes définissent les zones à électrifier qu'elles attribuent aux entreprises privées par diverses procédures d'appel d'offres.
- **Approche sur initiative privée** : chaque entreprise privée identifie la ou les localités dans lesquelles elle souhaite développer un projet d'électrification décentralisée et manifeste son intérêt auprès des autorités compétentes, à condition que l'électrification de ces localités ne soit pas prévue dans le programme prioritaire du concessionnaire (planification court terme - cinq prochaines années)
- **Approche mixte** : les deux approches précédentes sont autorisées dans le pays y compris **l'appel à propositions qui est organisée par les institutions publiques** mais les sites sont choisis et proposés par l'entreprise privée.

Les propositions suivantes sont retenues :

3.1. Projets sur financement public : Pour les projets d'électrification décentralisée sur financement public, ils sont obligatoirement transférés aux concessionnaires d'électrification rurale pour exploitation. Il a été également fortement recommandé d'impliquer les concessionnaires en amont dans la conception et la réalisation des ouvrages pour qu'ils soient mieux préparés à la prise en charge de l'exploitation. En cas exceptionnel d'indisponibilité du concessionnaire, les adjudicataires désignés par appel d'offres, se voient attribuer le titre d'exploitation.

3.2. Projets sur financement public-privé : option appel d'offres : l'ASER détermine les localités à électrifier et définit une procédure décrivant toutes les étapes de l'appel d'offres, les critères d'éligibilité des entreprises privées, la liste ainsi que les données socio-économiques des localités concernées, regroupées ou non en lots, les délais imposés pour la construction et le démarrage de l'exploitation, les conditions d'octroi de subventions. L'attribution du titre d'exploitation aux adjudicataires est aussi automatique.

3.3. Projets sur financement public-privé : option appel à propositions :

Le requérant répond à un appel à propositions lancé par l'ASER, similaire à celui défini dans l'Arrêté n°2675 du 14 mars 2011.

Pour les appels à propositions, l'ASER met en œuvre la procédure de sélection suivant des critères techniques et financiers.

3.4. Projets sur financement et initiative privés :

Le requérant soumet à l'ASER un projet en justifiant l'appropriation locale à travers un procès-verbal de consultation avec les communautés couvertes par le projet et visé par les autorités locales et le Sous-préfet matérialisant l'approbation des autorités locales et des populations.

L'ASER valide que le site est libre, après avis des concessionnaires, dans un délai de 10 jours sur présentation de tous les documents requis. Sinon, il est possible de soumettre une plainte à la CRSE qui doit réagir sous 10 jours maximum.

L'ASER délivre une autorisation provisoire, dans un délai de 10 jours ouvrables si tous les documents sont complétés. L'autorisation provisoire a une validité de 6 mois et elle sera renouvelable une fois en cas de lenteurs imputable à la partie publique ou d'avancées notoires dans le développement.

L'ASER fournit une Assistance technique au porteur de projet.

L'ASER valide les études techniques et financières et transmet au MPE qui à son tour les transmettent à la CRSE.

La CRSE instruit le dossier et détermine les tarifs de référence et transmet son avis au Ministre en charge de l'énergie qui délivre l'autorisation définitive au plus tard 45 jours après en cas d'avis favorable.

3.5 Durée : L'opérateur a le droit d'exploiter son périmètre pour une durée minimale de 5 ans durant laquelle le concessionnaire n'a pas la possibilité de reprendre l'activité. Concernant le titre d'exercice, il est prévu d'avoir une durée de 15 ans.

3.6 Eligibilité : Sont éligibles au développement des projets de mini-réseaux, les entreprises privées de droit sénégalais, les collectivités territoriales en partenariat avec une entreprise privée. Une entreprise de droit étranger peut solliciter l'autorisation pour développer un projet d'électrification décentralisée, toutefois elle devra justifier de la création d'une société de projet de droit sénégalais avant la délivrance du titre d'exercice définitif.

3.7 Le changement de technologique (SPI à mini-réseau par exemple), approuvé par la CRSE, dans un projet ERIL n'entraîne pas de modification relativement au titre d'exercice. Le CRSE procèdera à une révision des conditions tarifaires conformément à la loi.

3.8 Les titres ne sont pas transférables entre opérateurs.

Session 4 : Modèle financier - Régulation économique et tarifaire, Financement, subventions, renouvellement des équipements

Les propositions suivantes sont retenues :

4.1. **L'harmonisation tarifaire** doit être appliquée aux projets d'électrification rurale décentralisée.

4.2. **Calcul du tarif de référence** : La CRSE mettra à disposition des développeurs un outil de calcul du tarif de référence, à partir duquel la compensation tarifaire sera calculée périodiquement. A cet effet, l'ASER et la CRSE feront une analyse critique du logiciel MATHILDE, organiseront des formations à l'attention des développeurs, recueilleront leur expérience d'utilisation de MATHILDE, prendront des mesures soit pour l'adapter soit pour le remplacer par un outil plus performant. Les PTF pourraient être saisis pour la mise à disposition au besoin, de l'expertise nécessaire.

4.3. **Incitations** : Bien que la subvention à l'investissement soit la préférée des investisseurs, il a été recommandé de combiner plusieurs types d'incitations notamment la subvention à l'investissement et la subvention à l'exploitation (exemple : prime par nouveau branchement) afin d'allier les incitations et les objectifs du Gouvernement en matière d'accès à l'électricité.

4.4. **Renouvellement des équipements** : il a été recommandé de maintenir les dispositions actuelles : il faut inclure les provisions pour le renouvellement des équipements dans la base tarifaire pour autant que ces provisions servent à approvisionner un compte séquestre. Les autorités en feront la vérification au moment de payer la compensation tarifaire et appliqueront les déductions nécessaires. 4.5. La CRSE applique la tarification selon **le modèle du prix-plafond**, la CRSE devra définir la grille tarifaire tenant compte du marché, des conditions de financement et d'exploitation propres à chaque projet.

Session 5 : Options d'interconnexion en cas d'arrivée du réseau national

Les propositions suivantes sont retenues :

5.1 La SENELEC étant le gestionnaire du réseau de distribution (MT), les concessionnaires ne peuvent étendre leur **réseau sur un site préalablement approvisionné** par un mini-réseau électrique isolé pendant les cinq années qui suivent sa réalisation.

5.2 En cas d'arrivée du réseau MT de la SENELEC, **2 possibilités sont offertes à l'opérateur** :

- Option 1 : Le concessionnaire souhaite reprendre l'activité de l'opérateur qui cède alors la totalité de son exploitation (unité de production et réseau) au concessionnaire et libère le périmètre. Les modalités de cession / reprise sont définies par la CRSE ;
- Option 2 : Le concessionnaire n'est pas intéressé par la reprise de l'activité alors l'opérateur maintient les activités de production, distribution et commercialisation de l'électricité auquel cas sa licence ou son autorisation est maintenue jusqu'à la fin du contrat en cours de validité. Il a la latitude d'acheter de l'énergie (en cas de déficit) ou d'en vendre (en cas de surplus) ou faire du « NETMETERING », auquel cas les modalités réglementaires sont à définir.

5.3. L'opérateur doit être **notifié de l'arrivée du réseau** avec un préavis d'au moins 12 mois pendant lequel toutes les dispositions tant sur le plan technique que financier devront être prises pour finaliser l'interconnexion, y compris, en cas de reprise par le concessionnaire, une période de collaboration pour faciliter le transfert de l'exploitation et assurer la continuité de service.

5.4 Si au terme de la période de développement, l'opérateur n'a pas avancé dans la mise en œuvre de son projet, la libération du périmètre sera exécutée de force sous **peine de pénalités**. Si le retard est du côté du concessionnaire, l'ASER, la CRSE et les parties discuteront pour trouver une solution.

Session 6 : Modalités de compensations en cas d'arrivée du réseau national

Les propositions suivantes sont retenues :

6.2 Les méthodologies **d'évaluation du montant de la compensation** des équipements (valeur résiduelle nette comptable, coût de remplacement, coût évité, valeur EBITDA) ont été présentées par la CRSE. Le MPE et la CRSE collaboreront pour choisir la méthodologie la plus adaptée pour le Sénégal, tout en différenciant selon le mode de financement du projet.

6.3. Le montant total de la compensation doit inclure **un dédommagement de la perte de chiffres d'affaires selon les modalités qui seront définies par la CRSE**. Le MPE et la CRSE vont approfondir la réflexion sur les modalités de compensation et proposer des dispositions pertinentes.

6.4. L'évaluation de la compensation tiendra compte **des subventions et dons divers** à l'investissement et de la période d'exploitation du site.

6.5. Concernant le sort réservé au **personnel de l'opérateur**, il sera pris en compte conformément aux dispositions du Code du travail.

6.6. Il est **important de définir le mécanisme de** compensation financière.

Session 7 : Recommandations sur la reformulation de l'Article 39 et prochaines étapes

Les propositions suivantes sont retenues :

7.1. L'Article 39 du projet de Code de l'Electricité introduira **le nouveau nom retenu pour les projets ERIL**. Il pourra mentionner les principes directeurs de ces projets, notamment l'importance stratégique des initiatives privées et leurs principales caractéristiques (puissance maximale, technologies décentralisées notamment).

7.2. L'Article 39 du projet de Code de l'Electricité devra également indiquer **le titre d'exercice retenu** (régime d'autorisation, autorisation provisoire) et **l'autorité l'octroyant**. Il a été proposé que ce paragraphe constitue l'alinéa 4 du projet d'Article 39.

7.3. **Les acteurs** des projets « ERIL » devront être cités dans la liste des acteurs institutionnels et définitions dans le projet de Code de l'Electricité.

7.4. **Les dispositions complémentaires** seront renvoyées à un décret ou un arrêté. Une préférence a été émise pour un arrêté, plus de souplesse et flexibilité.

7.5 Apres validation des propositions par les participants, **les étapes suivantes jusqu'à l'adoption des textes législatifs et réglementaires** ont été identifiées :

- Proposition d'une nouvelle rédaction de l'Article 39 du projet de Code de l'Electricité ;
- Proposition de décrets d'application et/ou arrêtés ;
- Transmission des propositions au Consultant du MCC ;
- Finalisation des textes par le Consultant du MCC ;
- Transmission des textes à la CRSE pour avis ;
- Transmission du projet de Code de l'Electricité au Secrétaire Général du Gouvernement pour validation ;
- Transmission du projet de Code de l'Electricité au Conseil des ministres pour approbation ;
- Examen et adoption du projet de Code de l'Electricité par l'Assemblée nationale ;
- Promulgation du Code de l'Electricité par le Président de la République ;
- Publication du Code de l'Electricité au journal officiel de la République du Sénégal ;
- Signature des Décrets et/ou Arrêtés d'application du Code de l'Electricité.