



SOMMAIRE

1. INTRODUCTION.....	2
2. LA FIXATION DES CHARGES D'ACCES AU RESEAU D'ELECTRICITE : UNE REVUE DE LA LITTERATURE	2
2.1. LA TARIFICATION TIMBRE POSTE	2
2.2. LA TARIFICATION « ENTREE SORTIE »	3
2.3. LA TARIFICATION BINOME	3
2.4. LA REGULATION TARIFAIRES BASEE SUR LE PRICE CAP.....	3
2.5. LA TARIFICATION BASEE SUR LA CONCURRENCE POTENTIELLE	3
2.6. LA REGULATION TARIFAIRES BASEE SUR LA NATURE DU CONTRAT AVEC L'IPP	3
3. LES DIFFERENTES CONFIGURATIONS D'OFFRE D'ELECTRICITE.....	4
3.1 PREMIERE CONFIGURATION : PRODUCTION ET DISTRIBUTION LOCALE.....	4
3.2 DEUXIEME CONFIGURATION : PRODUCTION, DISTRIBUTION LOCALE ASSOCIEE ET INJECTION RESEAU.....	4
3.3 TROISIEME CONFIGURATION : PRODUCTION, DISTRIBUTION LOCALE ASSOCIEE ET INJECTION IPP	5
3.4 QUATRIEME CONFIGURATION : PRODUCTION, DISTRIBUTION LOCALE ASSOCIEE, INJECTION IPP ET INJECTION RESEAU	5
4. LA MODELISATION DES FLUX D'ENERGIE ET DES TARIFS	5
4.1. LA MODELISATION DES FLUX D'ENERGIE DANS LES RESEAUX.....	5
4.2. MODELISATION ET FIXATION DES TARIFS ECONOMIQUEMENT VIABLES	6
5. TARIFS REGLEMENTES VS TARIFS DE MARCHE	8
6. LES EFFETS PERVERS DE L'INJECTION RESEAU	1
7. CONCLUSION.....	10
8. REFERENCES	10

1. Introduction

Les réformes opérées dans le secteur de l'énergie au cours de cette dernière décennie dans les pays en développement ont conduit les gouvernements à mettre en place des cadres réglementaires favorisant l'ouverture à la concurrence, ainsi que des mesures incitatives permettant une implication plus forte du secteur privé dans la fourniture d'énergie.

En Afrique subsaharienne, seulement 30% de la population a accès à l'électricité, contre 50% en Asie de l'Est et 80% en Amérique latine et selon les estimations, ce sont près de 7 000 mégawatts qui doivent être ajoutés chaque année sur la période 2005 à 2015 pour répondre à la demande insatisfaite et renforcer les capacités de production (Périou, 2013). Face à cette situation, les producteurs d'énergie indépendants (IPPs) sont devenus une priorité dans le cadre de la réforme globale du secteur de l'électricité (Eberhard et Gratwick, 2013). Cette réforme accorde une place importante aux énergies renouvelables et offre ainsi des possibilités d'injecter le supplément d'électricité dans le réseau d'un autre IPP ou dans le réseau principal. Ceci traduit en même temps une obligation de rachat de l'excédent pour tous les opérateurs. Toutefois, le rôle du régulateur est primordial dans cette situation, étant donné les effets pervers qui pourraient en découler de la part des producteurs.

La multiplicité des producteurs indépendants d'électricité est donc d'une importance capitale pour l'accroissement de l'offre, surtout dans les zones éloignées du réseau principal, où l'électrification décentralisée constitue une solution appropriée permettant de desservir les populations qui en font la demande. Toutefois, ces IPPs sont rationnels et donc guidés par la logique économique qui voudrait qu'ils minimisent le coût de production d'un kWh d'électricité et maximisent le profit après la vente du même kWh produit. Cette logique conduit ainsi l'investisseur à se fixer comme objectif principal la maximisation de son taux de rentabilité interne ou alors la minimisation du temps de retour sur investissement.

Quelque soit l'objectif fixé par l'IPP, l'une des variables sensibles qu'il tentera d'influencer est

le tarif de vente du kWh d'électricité. Cette influence dépendra de la configuration dans laquelle se trouve le producteur : distribution locale exclusive ou distribution locale et injection réseau. L'une ou l'autre des configurations fera intervenir le régulateur dans le cadre de l'une de ses missions défensives (protection des consommateurs contre les abus dont ils pourraient être victimes de la part des IPPs). De même, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) interviendra dans la fixation des tarifs de rachat de l'électricité dans les cas d'injection au réseau principal, étant donné que les réformes ont entièrement dissocié la production, le transport et la distribution.

La question principale est de savoir comment devront être fixés les tarifs de vente et de rachat de l'électricité, respectivement dans le cadre d'une distribution locale exclusive et d'une distribution locale couplée d'une injection dans le réseau principal ?

L'objectif de cette réflexion est de définir les méthodes de fixation des tarifs de l'électricité aux IPPs dans un marché réglementé. Spécifiquement, il s'agira de :

- Définir les différentes configurations d'accès à l'électricité ;
- Modéliser les flux d'énergie dans les réseaux ;
- Modéliser et proposer des méthodes de fixation des tarifs garantissant la rentabilité de l'IPP dans un marché réglementé

2. La fixation des charges d'accès au réseau d'électricité : une revue de la littérature

Six principales méthodes de fixation des tarifs de l'électricité seront présentées : la tarification timbre poste ; la tarification « entrée sortie » ; la tarification binôme ; la tarification price cap ; la tarification basée sur la concurrence potentielle et la tarification basée sur la nature du contrat passé entre le régulateur et l'IPP.

2.1. La tarification timbre poste

Il s'agit d'une tarification forfaitaire qui consiste à fixer un tarif indépendant de la distance qui sépare l'IPP du consommateur. Ce mode de

tarification est très courant dans le secteur de l'électricité, du fait des lois de KIRCHHOFF, qui expliquent qu'on ne peut connaître à priori le chemin suivi par les électrons.

2.2. La tarification « entrée sortie »

Elle consiste à différencier les tarifs selon les points d'injection et les points de soutirage sur le réseau de distribution. Cette tarification est moins complexe à mettre en œuvre, puisque les péages sont fixés ex-ante aux nœuds stratégiques et ne résultent plus qu'ex-post d'un programme d'optimisation sous contrainte.

2.3. La tarification binôme

Cette tarification prévoit une prime fixe et un prix variable en fonction des quantités transitées. L'IPP pourrait donc ainsi proposer à ses clients un tarif composé de deux parties : une partie (abonnement) : payée par les consommateurs afin de couvrir les coûts fixes de la production et, une partie variable et modulable proportionnelle à la consommation effective de l'usager.

2.4. La régulation tarifaire basée sur le price cap

Cette forme de réglementation, connue sous le nom de plafonnement des prix, met l'accent sur l'ajustement futur des prix en fonction du changement des prix à la consommation. Le tarif est de la forme RPI-X, où RPI (Retail Price Index) est l'indice du coût de la vie et X un facteur d'efficacité qui devrait permettre au régulé de faire des gains d'efficacité sur la période considérée.

Cette méthode est une forme de réglementation moins restrictive qui incite une société de services publics à réduire le plus possible ses coûts. Elle lui procure des bénéfices dans la mesure où ses coûts sont inférieurs aux prix qu'elle est autorisée à demander. Le plafonnement lui permet également d'ajuster rapidement ses prix quand le marché ou la concurrence l'exige, du fait qu'une étude approfondie de ses coûts et de ses recettes n'est pas exigée. Cette formule permet à une entreprise d'ajuster ses prix comme elle le désire, à condition que le prix

moyen d'un ensemble donné de services ne dépasse pas un certain plafond.

Cette souplesse et la facilité relativement plus grande d'administration font du plafonnement des prix une forme préférée de réglementation à la fois pour les sociétés de services publics et pour l'État. Sur le plan politique, le plafonnement des prix est facilement acceptable, car les prix qui en résultent augmentent en général plus lentement que le taux d'inflation.

2.5. La tarification basée sur la concurrence potentielle

La concurrence potentielle repose sur la théorie des marchés contestables. L'exposé de cette théorie a été développé par Baumol, Panzar et Willig (1982). Elle a eu pour ambition de fournir une nouvelle analyse des structures de marchés. L'idée fondamentale de cette théorie est qu'un marché est contestable si les entreprises peuvent faire des allers et retours profitables sur ce marché, dissuadant les entreprises installées de profiter de leur situation pour extraire une rente. Un tel marché, ouvert à tous, s'apparente donc à un concours.

Dans un marché peu ou pas contestable, la concurrence est très difficile voire impossible. D'où la nécessité de l'intervention des pouvoirs publics sous une forme ou une autre (régulation, nationalisation,...) pour éviter la formation d'oligopoles ou de monopole qui obtiendraient une rente économique en fixant les prix comme ils l'entendent. Dans un marché contestable par contre, la fixation des tarifs se fait sur la base de la concurrence entre les différents offreurs, et le prix pourrait ainsi se rapprocher du coût marginal.

2.6. La régulation tarifaire basée sur la nature du contrat avec l'IPP

Ce type de régulation consiste à définir un type de contrat qui tient compte de l'asymétrie d'information entre le régulateur et l'entreprise régulée. Laffont et Tirole (1993) ont envisagé à cet effet deux types de contrats : le contrat à prix fixe et le contrat au coût du service.

Le contrat à prix fixe garantit un transfert monétaire à l'IPP, qui est indépendant de ses coûts. Ce contrat lutte contre le risque moral, puisque le producteur est incité à minimiser ses coûts, par conséquent, il est poussé à l'effort.

Le contrat au coût du service couvre les coûts de l'entreprise auquel on ajoute une marge bénéficiaire prédéterminée. Ce type de contrat lutte contre l'anti sélection, car l'entreprise n'a rien à gagner en affichant des coûts plus élevés.

L'inconvénient ici est que dans le contrat à prix fixe, l'entreprise n'a pas intérêt à révéler ses coûts ; à l'inverse, le contrat au coût du service n'incite pas à l'effort, puisque le résultat de l'entreprise est indépendant de ses coûts. Ceci va conduire le régulateur à proposer des contrats intermédiaires que les entreprises choisiront en fonction de la structure de leurs coûts.

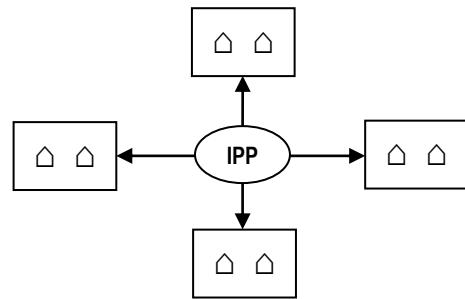
Ainsi, si l'entreprise est performante, elle va choisir un contrat proche du contrat à prix fixe, ce qui lui permettra de bénéficier des gains de productivité résultant de sa bonne gestion. Dans ce cas, le régulateur abandonne une rente à l'entreprise pour l'inciter à l'effort. Si l'entreprise est peu performante, elle choisira un contrat proche du contrat coût du service, qui la garantit contre les pertes d'exploitation.

3. Les différentes configurations d'offre d'électricité

Quatre principales configurations sont possibles pour un IPP, en fonction de sa zone de production et de sa proximité avec le réseau principal ou avec un autre IPP.

3.1 Première configuration : production et distribution locale

L'IPP se trouve dans une zone où elle produit l'électricité permettant de raccorder les consommateurs des localités situés dans son périmètre d'intervention.



Localités

Figure 1 : Production et distribution locale

Il s'agit d'un modèle de production décentralisée où l'IPP dessert uniquement les usagers de sa zone d'intervention qui en font la demande, moyennant un tarif au kWh qui peut être identique ou non dans toutes les localités.

3.2 Deuxième configuration : production, distribution locale associée et injection réseau

L'IPP produit l'électricité et raccorde les ménages des localités situées dans son périmètre d'intervention. Compte tenu de sa proximité avec le réseau principal, et étant donné l'obligation de rachat, il injecte le supplément de production.

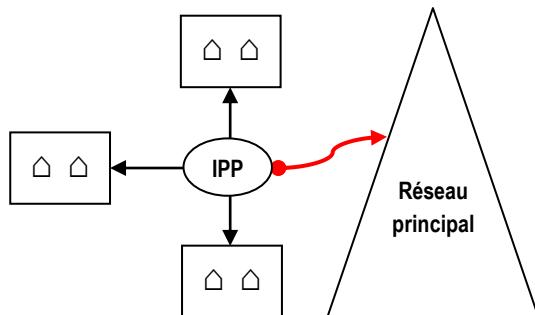


Figure 2 : Production, distribution locale associée et injection réseau

La distribution locale peut se faire moyennant un tarif au kWh identique ou non pour tous les usagers, alors que l'injection au réseau principal fera intervenir le GRT. Dans cette configuration au moins deux tarifs au kWh pourront émerger : un tarif de vente local et un tarif de rachat par le GRT, correspondant au tarif de vente par l'IPP du supplément d'électricité produite.

3.3 Troisième configuration : production, distribution locale associée et injection IPP

Nous sommes en présence de deux IPPs, qui disposent chacun d'un périmètre d'intervention

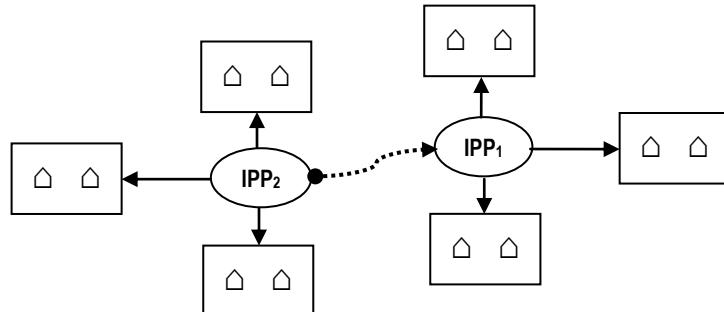


Figure 3 : Production, distribution locale associée et injection IPP

Dans cette configuration, au moins trois tarifs pourront émerger : un tarif de vente local pour l'IPP₂ ; un tarif de vente local pour l'IPP₁ et un tarif de rachat pour l'IPP₁ (tarif de vente de l'IPP₂ à l'IPP₁). Il n'y aura pas d'intervention du GRT.

distinct. L'IPP₂ satisfait la demande locale et le supplément de production est racheté par l'IPP₁, pour combler son déficit énergétique.

3.4 Quatrième configuration : production, distribution locale associée, injection IPP et injection réseau

Comme dans le cas précédent, nous sommes en présence de deux IPPs, qui disposent chacun de son périmètre. L'IPP₂ satisfait la demande locale et le supplément de production est injecté dans le réseau de l'IPP₁, qui injecte à son tour le surplus de production dans le réseau principal.

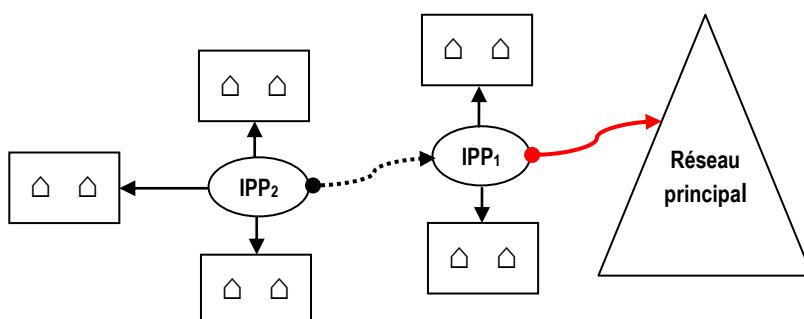


Figure 4 : Production, distribution locale associée, injection IPP et injection réseau

Dans cette configuration, au moins quatre tarifs pourront émerger : un tarif de vente local pour l'IPP₂ ; un tarif de vente local pour l'IPP₁ ; un tarif de rachat pour l'IPP₁ (tarif de vente de l'IPP₂ à l'IPP₁) et un tarif de rachat par le GRT du supplément de production de l'IPP₁ (tarif de vente de l'IPP₁ au GRT).

4. La modélisation des flux d'énergie et des tarifs

4.1. La modélisation des flux d'énergie dans les réseaux

Sachant que l'électricité est un bien qui ne se stocke pas, les différentes configurations présentées ci-dessus laissent voir que l'électricité produite sera entièrement distribuée et consommée par les usagers. Cette situation traduit que les configurations ainsi présentées respectent la loi des noeuds, où la somme des flux entrants (électricité produite) est égale à la somme des flux sortants (électricité distribuée).

4.1.1. Modélisation des flux dans la première configuration

Soient :

E_p : quantité d'électricité produite par l'IPP

E_{DL} : quantité d'électricité distribuée localement

Selon la loi des nœuds, $E_p = E_{DL}$

4.1.2. Modélisation des flux dans la deuxième configuration

Soient :

E_p : quantité d'électricité produite par l'IPP

E_{DL} : quantité d'électricité distribuée localement

E_{IRP} : quantité d'électricité injectée dans le

réseau principal (rachetée par le GRT)

Selon la loi des nœuds, $E_p = E_{DL} + E_{IR}$

4.1.3. Modélisation des flux dans la troisième configuration

Soient :

E_{p1} : quantité d'électricité produite par l'IPP₁

E_{p2} : quantité d'électricité produite par l'IPP₂

E_{DL1} : quantité d'électricité distribuée
localement par l'IPP₁

E_{DL2} : quantité d'électricité distribuée
localement par l'IPP₂

E_{IR2} : quantité d'électricité injectée dans le
réseau de l'IPP₁ par l'IPP₂

E_{R1} : quantité d'électricité rachetée par l'IPP₁

Selon la loi des nœuds :

$$\begin{cases} E_{p2} = E_{DL2} + E_{IR2} \\ E_{p1} + E_{R1} = E_{DL1} \end{cases}$$

Sachant que la quantité d'électricité injectée dans le réseau par l'IPP₂ est égale à la

quantité d'électricité rachetée par l'IPP₁, soit :

$E_{IR2} = E_{R1}$, on a :

$$\begin{cases} E_{p2} = E_{DL2} + E_{R1} \\ E_{p1} + E_{R1} = E_{DL1} \end{cases}$$

En substituant E_{R1} dans l'une des deux équations, on obtient $E_{p1} + E_{p2} = E_{DL1} + E_{DL2}$
Ainsi, la somme des énergies produites par les deux IPPs est égale à la somme des énergies distribuées localement.

4.1.4. Modélisation des flux dans la quatrième configuration

Soient :

E_{p1} : quantité d'électricité produite par l'IPP₁

E_{p2} : quantité d'électricité produite par l'IPP₂

E_{DL1} : quantité d'électricité distribuée
localement par l'IPP₁

E_{DL2} : quantité d'électricité distribuée
localement par l'IPP₂

E_{IR2} : quantité d'électricité injectée dans le
réseau de l'IPP₁ par l'IPP₂

E_{R1} : quantité d'électricité rachetée par l'IPP₁

E_{IRP} : quantité d'électricité injectée dans le
réseau principal par l'IPP₁ (rachetée par le
GRT)

Selon la loi des nœuds :

$$\begin{cases} E_{p2} = E_{DL2} + E_{IR2} \\ E_{p1} + E_{R1} = E_{DL1} + E_{IRP} \end{cases}$$

Sachant que la quantité d'électricité injectée dans le réseau de l'IPP₁ par l'IPP₂ est égale à la quantité d'électricité rachetée par l'IPP₁,
soit : $E_{IR2} = E_{R1}$, on a :

$$\begin{cases} E_{p2} = E_{DL2} + E_{R1} \\ E_{p1} + E_{R1} = E_{DL1} + E_{IRP} \end{cases}$$

En substituant E_{R1} dans l'une des deux équations, on obtient $E_{p1} + E_{p2} = E_{DL1} + E_{DL2} + E_{IRP}$ Ainsi, la somme des énergies produites par les deux IPPs est égale à la somme des énergies distribuées localement et de l'énergie rachetée par le GRT.

4.2. Modélisation et fixation des tarifs économiquement viables

Etant donné que l'IPP s'engage sur le long terme et prend des risques, il cherchera à rentabiliser son investissement dans un délai très court (le quart de la période totale d'investissement par exemple) et donc à maximiser son taux de rentabilité interne (TRI). La fixation des tarifs de vente sera donc sujette à un problème d'optimisation sous contrainte, où l'IPP maximisera son TRI sous un ensemble de contraintes. Ces contraintes sont non seulement les quantités produites par l'IPP, mais aussi d'autres paramètres tels que :

- Le coût d'investissement, qui est aussi fonction de la source d'énergie (hydro, biomasse, solaire,...) ;
- Les charges d'exploitation et d'entretien (frais de personnel ; redevances, coût des matières premières,...) ;

- Les paramètres financiers (taux d'inflation ; taux d'actualisation ; taux d'intérêt bancaire ; allocation du coût en capital ; impôts et taxes ; indice des prix, etc).

Sur la base des tarifs proposés par l'IPP, le régulateur pourra lui conférer un TRI qui lui garanti une certaine rentabilité annuelle et un temps de retour sur investissement raisonnable. L'objectif du régulateur sera donc de réduire le TRI de l'IPP en le fixant à une valeur où les tarifs de vente du kWh lui seront profitables, avec un temps de retour sur investissement relativement plus long. Les tarifs proposés seront établis sur la base d'une relation contractuelle entre les IPPs et le régulateur.

4.2.1. La méthode de fixation des tarifs dans la première configuration

Le tarif de vente du kWh d'électricité dans un réseau isolé avec distribution locale exclusive doit être fixé de manière à donner une motivation supplémentaire à l'opérateur. Afin qu'il soit poussé à l'effort, tout en le contraignant à réduire le plus possible ses coûts, un contrat proche du contrat à prix fixe serait adéquat dans cette situation ou un plafonnement des tarifs (price cap). L'idée est de laisser certaine rente à l'IPP afin qu'il ait une marge de manœuvre dans la fixation de son tarif de vente.

Ainsi,

$$\begin{cases} E_P = E_{DL} \\ T : \text{tarif issu d'un contrat à prix fixe ou price cap} \end{cases}$$

4.2.2. La méthode de fixation des tarifs dans la deuxième configuration

La distribution locale se fera à travers des lignes MT et BT, tandis que l'injection dans le réseau ne se fera qu'à l'aide des lignes MT. Cette différenciation indique que les coûts supportés par l'IPP seront différents selon les cas, et traduit ainsi une différence des tarifs, dont on distinguera un tarif de vente local (**T₁**) et un tarif de rachat par le GRT (**Tr**), avec **T₁ ≠ Tr**.

Sur la base de l'analyse précédente, et compte tenu de la similitude avec la configuration

précédente, un contrat proche du contrat à prix fixe peut être passé avec l'IPP, de manière à lui abandonner une certaine rente, ou alors lui permettre de plafonner ses tarifs. Dans ce cas, l'application d'un tarif timbre-poste est indiquée pour le rachat du supplément d'électricité injecté dans le réseau principal.

Ainsi :

$$\begin{cases} E_P = E_{DL} + E_{IR} \\ T_r : \text{tarif timbre poste (forfaitaire)} \\ T_1 : \text{tarif issu d'un contrat à prix fixe ou price cap} \end{cases}$$

4.2.3. La méthode de fixation des tarifs dans la troisième configuration

En présence de deux IPPs, trois tarifs au moins seront à déterminer :

T₁ : tarif de vente local d'un kWh par l'IPP₁,

T₂ : tarif de vente local d'un kWh par l'IPP₂

T_{R1} : tarif de rachat d'un kWh par l'IPP₁

L'IPP₂ dispose de plusieurs clients dont l'IPP₁, qui rachète le supplément d'électricité produite. Cette situation pourrait se manifester par une relation contractuelle entre les deux opérateurs, où l'IPP₂ serait conduite à accroître ses investissements pour produire plus afin de satisfaire la demande qui lui est adressée par l'IPP₁. Afin que l'IPP₂ soit incité à investir pour injecter le supplément dans le réseau de l'IPP₁, l'application d'un tarif binôme serait appropriée pour le rachat de l'électricité. Il serait donc constitué d'une prime fixe (**P**) qui permettrait à l'IPP₂ de couvrir ses coûts fixes de production, et d'un tarif variable (**t**) qui serait fonction des quantités transitées (**q**) d'un réseau à l'autre.

Les tarifs **T₁** et **T₂** pourront être fixés sur la même base que ceux de vente locale des configurations précédentes, à savoir des tarifs issus des contrats à prix fixe ou l'application du price cap.

Ainsi,

$$\begin{cases} E_{P1} + E_{R1} = E_{DL1} \\ E_{P2} = E_{DL2} + E_{IR2} \\ T_{R1} : \text{tarif binôme, soit } T_{R1} = P + t * q \\ T_1 \text{ et } T_2 : \text{tarifs issus d'un contrat à prix fixe ou price cap} \end{cases}$$

4.2.4. La méthode de fixation des tarifs dans la quatrième configuration

En présence de deux IPPs, et avec l'injection au réseau principal, quatre tarifs au moins seront à déterminer :

- T_1 : tarif de vente local d'un kWh par l'IPP₁
- T_2 : tarif de vente local d'un kWh par l'IPP₂
- T_{R1} : tarif de rachat d'un kWh par l'IPP₁
- T_{IRP} : tarif d'un kWh injecté dans le réseau principal (tarif de rachat par le GRT)

La possibilité d'injection dans le réseau principal constitue un facteur de motivation supplémentaire pour l'IPP₁, dans sa quête de rachat du supplément d'électricité produite par l'IPP₂. Suivant un raisonnement analogue, l'application d'un tarif binôme serait appropriée pour le rachat de l'électricité par l'IPP₁. De même, les tarifs T_1 et T_2 pourront être fixés sur la même base que ceux de vente locale des configurations précédentes. Compte tenu de

ces tarifs et de l'obligation de rachat, l'application d'un tarif timbre poste ou d'un tarif entrée sortie serait appropriée pour le rachat de l'électricité injectée dans le réseau principal.

Ainsi,

$$\begin{cases} E_{P2} = E_{DL2} + E_{IR2} \\ E_{P1} + E_{R1} = E_{DL1} + E_{IRP} \\ T_{R1} : \text{tarif binôme, soit } T_{R1} = P + t * q \\ T_{IRP} : \text{tarif timbre poste ou entrée sortie} \\ T_1 \text{ et } T_2 : \text{tarifs issus d'un contrat à prix fixe ou price cap} \end{cases}$$

5. Tarifs réglementés VS tarifs de marché

En présence de plusieurs offreurs, les IPPs peuvent être en concurrence avec l'opérateur historique. Comme l'indique la figure ci-dessous, les consommateurs des groupes 1, 2 et 3 pourront choisir de manière souveraine leur fournisseur d'électricité. Cette possibilité fait d'eux des consommateurs « éligibles ».

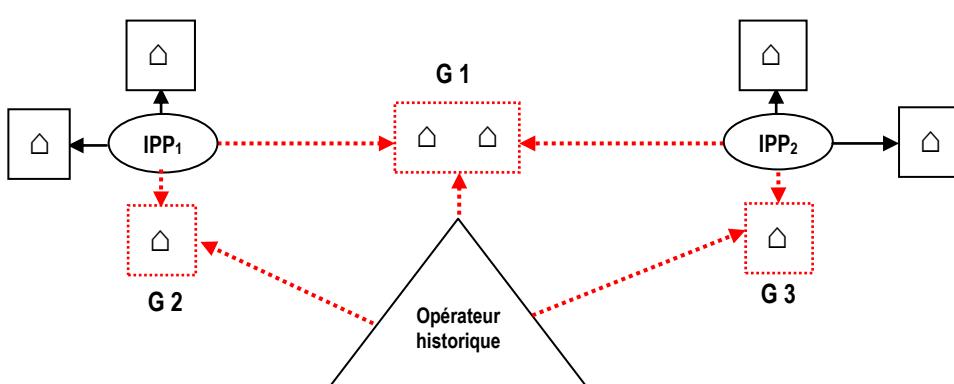


Figure 5 : Offre d'électricité en situation de concurrence

Dans cette configuration, la possibilité de choisir son fournisseur sera guidée par des éléments tels que le tarif au kWh. Ainsi les consommateurs des différents groupes prendront connaissance des tarifs proposés par les différents opérateurs, afin d'opérer leur choix. Deux cas peuvent être examinés.

Premier cas : Proposition d'un tarif de vente pour chaque IPP

Soient :

- T_1 : tarif de vente du kWh par l'IPP₁
- T_2 : tarif de vente du kWh par l'IPP₂
- T_3 : tarif de vente du kWh par l'opérateur historique

Dans cette situation, les tarifs de vente de l'électricité ne sont plus des tarifs réglementés, mais plutôt des tarifs de marché, c'est-à-dire guidés par la concurrence. Sur cette base, les usagers choisiront l'opérateur qui leur offre le tarif le plus bas. Ainsi, les consommateurs des groupes 1, 2 et 3 choisiront comme fournisseur l'opérateur historique, si $T_3 < T_1$ et $T_3 < T_2$. La configuration est donc la suivante :

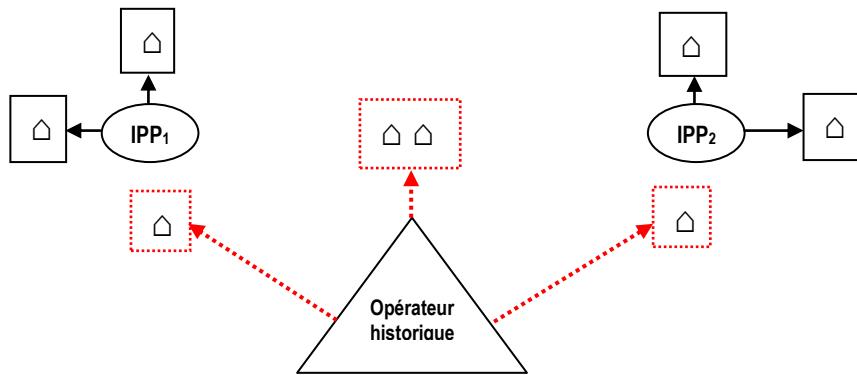


Figure 6 : Choix de l'opérateur historique par les consommateurs

Les deux IPPs desserviront une partie des consommateurs des localités de leurs périmètres respectifs, étant donné l'absence de compétitivité des tarifs proposés.

Deuxième cas : Proposition d'au moins deux tarifs de vente par chaque IPP

Il peut aussi arriver que chaque IPP propose deux tarifs de vente en fonction des groupes cibles, afin d'effectuer des subventions croisées entre les groupes de consommateurs.

Soient :

T_1 : tarif de vente du kWh par l'IPP₁ aux groupes 1 et 2

T'_1 : tarif de vente du kWh par l'IPP₁ aux autres groupes de son périmètre

T_2 : tarif de vente du kWh par l'IPP₂ aux groupes 1 et 3

T'_2 : tarif de vente du kWh par l'IPP₂ aux autres groupes de son périmètre

T_3 : tarif de vente du kWh par l'opérateur historique

Les conditions tarifaires permettant d'effectuer des subventions croisées sont : $\begin{cases} T_1 < T'_1 \\ T_2 < T'_2 \end{cases}$. Dans cette situation, les IPPs vendront l'électricité plus chère aux autres ménages de leurs

périmètres, dans le but d'espérer gagner des parts de marché au niveau des trois groupes cibles en pratiquant des tarifs plus bas.

Les consommateurs des trois groupes choisiront comme fournisseur l'opérateur historique, si $\begin{cases} T_3 < T_1 \\ T_3 < T_2 \end{cases}$. Ces trois tarifs destinés aux consommateurs cibles seront des tarifs de marché, qui pourraient se rapprocher du coût marginal de chaque opérateur. La concurrence entre opérateurs rendrait ainsi l'offre compétitive et à des tarifs abordables aux consommateurs.

Ainsi

$$\begin{cases} T_1; T_2; T_3: \text{tarifs issus de la concurrence} \\ T'_1 \text{ et } T'_2: \text{tarifs issus des contrats à prix fixe ou price cap} \end{cases}$$

6. Les effets pervers de l'injection réseau

Bien que la possibilité d'injection dans le réseau soit une opportunité, elle peut conduire à des effets pervers, dus notamment au refus d'un IPP de raccorder les ménages situés dans son périmètre et qui en font la demande. Observons la figure ci-dessous en rapport avec les configurations 2 et 4 précédemment étudiées.

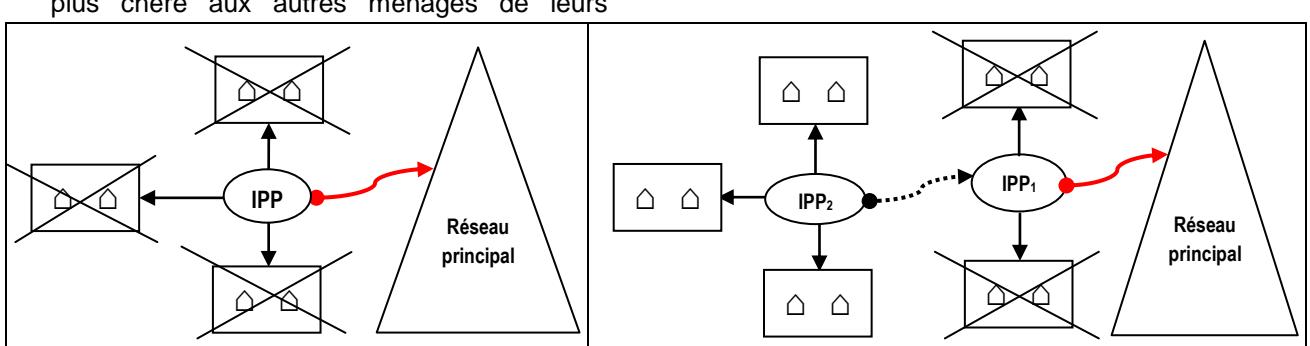


Figure 7 : Comportements opportunistes des IPPs en absence de réglementation

Le refus de raccorder les ménages des localités qui en font la demande peut se justifier lors de la phase d'études détaillées, où on identifie les localités à faible potentiel et donc souvent non rentables (faible population ; pouvoir d'achat faible ; habitat très dispersé ; etc). Il peut aussi être motivé par le désir d'un IPP de prendre le moins de risques en voulant injecter toute sa production dans le réseau principal.

Afin d'éviter des comportements opportunistes de la part des producteurs indépendants, tout comme il existe une obligation de rachat, il devrait aussi exister une obligation de raccordement des populations situées non seulement dans le périmètre d'intervention de l'IPP, mais aussi celles des localités situées au passage du point d'injection, que ce soit dans le cas des projets nationaux ou d'interconnexion sous régionaux. Il s'agit bien de la responsabilité des instances en charge de la régulation, dans le cadre de leurs missions positives, qui visent entre autre l'accroissement de la desserte des populations, surtout celles vivant hors réseau.

7. Conclusion

L'objectif de cette réflexion était de définir les méthodes de fixation des tarifs de l'électricité aux IPPs dans un marché réglementé. L'on a pu observer que la fixation des tarifs est fonction de plusieurs facteurs et de la configuration dans laquelle se trouve l'IPP. Selon les cas, l'on peut pratiquer un tarif issu d'un contrat proche du contrat à prix fixe ; d'un tarif binôme ; d'un tarif timbre poste, d'un tarif entrée sortie ; d'un tarif de marché basé sur la concurrence potentielle entre les opérateurs ou d'un tarif issu de la régulation price cap. Chaque méthode ayant ses avantages et ses limites, l'élaboration en amont des contrats devant protéger les IPPs constitue l'un des facteurs de réussite dans un environnement souvent très risqué.

L'analyse complémentaire effectuée sur les comportements opportunistes des IPPs montre que l'injection réseau peut conduire à des effets pervers, nécessitant un encadrement de la part du régulateur qui doit se manifester par l'obligation pour un IPP de raccorder les

consommateurs des localités qui en font la demande, de même que ceux situés au passage du point d'injection.

8. Références

- Baumol, W.; Panzar, J.C. et Willig, R. (1982), *Contestable markets and the theory of industry structure*. New York: Harcourt Brace Jovanovich.
- Eberhard, A. et Gratwick, K. N. (2013), « Facteurs clés de succès des producteurs indépendants en Afrique subsaharienne », *Revue de PROPARCO : secteur privé et développement*, N°18, novembre.
- Laffont, J-J. et Tirole, J. (1993), *A theory of incentives in procurement and regulation*, MIT Press.
- Percebois, J. (2001), "Energie et théorie économique : un survol", *Revue d'Economie Politique*, N°111, Novembre-Décembre, pp 815-860.
- Percebois, J. (2003), « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité », cahiers de recherches du CREDEN, N°03.11.40
- Périou, C. (2013), « Les producteurs privés d'électricité : une solution pour l'Afrique ? », *Revue de PROPARCO : secteur privé et développement*, N°18, novembre.