

SECTION 4 : PROGRAMMES D'INVESTISSEMENT

TABLE DES MATIERES	PAGE
1. INTRODUCTION	1
1.1 Présentation de la Section	1
1.2 Principes suivis pour l'élaboration des Programmes d'investissement	2
2. EVOLUTION DE LA DESSERTE	5
2.1 Evolution de la desserte par localisation des consommateurs	5
2.1.1 Conakry	5
2.1.2 Projet d'Electrification rurale (PER)	7
2.1.3 Districts électriques de l'intérieur (hors PER)	8
2.1.4 Chefs-lieux des préfectures	10
2.1.5 Localités importantes	11
2.1.6 Autres localités	13
2.1.7 Autoproduleurs industriels et miniers	14
2.2 Comparaison de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer	15
2.3 Evolution de la desserte	16
3. DEVELOPPEMENT DU RESEAU NATIONAL	19
3.1 Branchement des localités importantes au Réseau national	19
3.2 Branchement des autres localités	20
4. DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION	21
4.1 Service public - Réseau national	21
4.2 Service public - Production décentralisée	22
4.3 Parc national de production - Autoproduleurs	22
4.4 Parc national de production - Total de la capacité de production	23
5. COUTS D'INVESTISSEMENT D'EXPLOITATION	28
5.1 Investissements	28
5.2 Coûts d'exploitation	32
5.2.1 Coûts d'exploitation	32
5.2.2 Coûts de combustible	32

Liste des Tableaux

- Tableau 2-1 : Chefs-lieux des préfectures - Réalisation des projets d'électrification
- Tableau 2-2 : Localités importantes - Année de réalisation des projets d'électrification
- Tableau 2-3 : Autres localités - Alimentation en électricité (Année 2025)
- Tableau 2-4 : Demande des autoproducteurs
- Tableau 2-5 : Evolution de la desserte
- Tableau 3-1 : Développement du Réseau national
- Tableau 4-1 : Développement du parc de production
- Tableau 4-2 : Développement du parc national de production
- Tableau 4-3 : Capacité de production par système d'alimentation
- Tableau 4-4 : Réseau national - Développement de la capacité de production
- Tableau 5-1 : Résumés des coûts d'investissement
- Tableau 5-2 : Développement des coûts d'investissement
- Tableau 5-3 : Coûts d'exploitation

Liste des Figures

- Figure 2-1 : Conakry - Evolution des consommateurs à desservir et desservis
- Figure 2-2 : Conakry - Evolution des abonnés
- Figure 2-3 : Conakry - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer
- Figure 2-4 : PER - Evolution des consommateurs à desservir et desservis
- Figure 2-5 : PER - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer
- Figure 2-6 : Districts électriques (hors PER) - Evolution des consommateurs à desservir et desservis
- Figure 2-7 : Districts électriques (hors PER) - Evolution de la demande à desservir et énergie à délivrer
- Figure 2-8 : Chefs-lieux des préfectures - Evolution des consommateurs à desservir et desservis
- Figure 2-9 : Chefs-lieux des préfectures - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer
- Figure 2-10 : Localités importantes - Evolution des consommateurs à desservir et desservis
- Figure 2-11 : Localités importantes - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer
- Figure 2-12 : Autres localités - Evolution des consommateurs à desservir et desservis
- Figure 2-13 : Autres localités - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer
- Figure 2-14 : Autoproducteurs - Demande à desservir et énergie à délivrer
- Figure 2-15 : Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer
- Figure 2-16 : Evolution des consommateurs
- Figure 2-17 : Evolution des abonnés
- Figure 4-1 : Réseau national - Développement du parc de production
- Figure 4-2 : Développement de la production décentralisée
- Figure 4-3 : Capacité de production des autoproducteurs
- Figure 4-5 : Parc national de production - Total de la production
- Figure 5-1 : Comparaison des coûts d'investissement
- Figure 5-2 : Coûts d'exploitation
- Figure 5-3 : Coûts de combustible

1. INTRODUCTION

1.1 Présentation de la Section

Cette Section 4 complète l'analyse économique et financière de la Stratégie à moindre coût initiée dans la Section 3, où la rentabilité économique et financière des investissements proposés dans la Stratégie à moindre coût a été prouvée pour les deux scénarios de la demande. Mais cette évaluation reste incomplète, si l'on ne prend pas en considération le fait que les difficultés à mobiliser les ressources financières nécessaires pour la réalisation des projets prévus puissent conduire à un décalage de la réalisation des projets.

La continuation de l'évaluation économique et financière dans la présente Section traite la question de savoir, quels seront les impacts sur la rentabilité économique et financière de la Stratégie à moindre coût si les travaux prévus ne peuvent pas être réalisés en accord avec le calendrier initial.

Ainsi, dans la présente Section 4, trois Programmes d'investissement additionnels sont présentés. Bien que ceux-ci maintiennent l'essentiel de la Stratégie à moindre coût, ils modifient surtout le calendrier de réalisation des projets individuels. Par ailleurs, ces Programmes modifient aussi l'évolution de la desserte des localités considérées pour la détermination de la demande à desservir au niveau urbain ainsi que les hypothèses concernant la performance de la société d'exploitation.

Les trois plans d'investissement additionnels sont :

- **Programme A "Réforme institutionnelle"**: Les objectifs pour l'alimentation en électricité établis pour la Stratégie à moindre coût sont maintenus, mais les dates de réalisation des investissements et l'amélioration de la performance commerciale de la société d'exploitation sont décalées.
- **Programme B "Stabilisation - nouveaux partenaires"**: De nouveau, les dates de réalisation des investissements sont retardés, tout comme pour l'amélioration de la performance commerciale, avec comme conséquence que les objectifs établis pour l'alimentation en électricité ne puissent pas être maintenus.
- **Programme C "Statu quo"**: Ce programme considère que les investissements sont encore repoussés dans le temps et que l'amélioration des performances commerciales ainsi que le niveau de desserte en électricité sont inférieurs à ceux pris en compte par le Programme B.

Dans cette Section 4, les 3 Programmes d'investissement sont présentés en détaillant les hypothèses adoptées pour le développement du système électrique en Guinée :

- Evolution de la desserte ;
- Développement du réseau national de transmission ;
- Développement du parc de production de l'électricité
- Performance commerciale.

La Section 5 qui suit est dédiée à l'évaluation économique et financière des ces 4 plans d'investissement. La structure de cette évaluation maintient la structure présentée dans la Section 3.

1.2 Principes suivis pour l'élaboration des Programmes d'investissement

Les Programmes d'investissement suivent les orientations générales de la réforme institutionnelle du sous-secteur de l'électricité et des organismes de coopération internationale :

- **Programme A "Réforme institutionnelle"**: En 2006, un effort est entrepris pour réformer le secteur de l'électricité en Guinée, en étroite coopération avec les partenaires de développement et les entreprises d'électricité internationales. La coopération internationale démarre avec la participation des partenaires internationaux et le support des institutions de développement ; les investissements importants peuvent être déjà initiés en 2006.
- **Programme B "Stabilisation - nouveaux partenaires"**: La politique de transition pour la société d'exploitation est poursuivie avec comme objectif, l'amélioration de la situation économique du secteur. Une fois le cadre institutionnel et la performance commerciale améliorés, des nouveaux partenaires participeront dans le développement et dans la gestion du secteur.
- **Programme C "Statu quo"**: La situation actuelle de transition sera prolongée sans réforme institutionnelle décisive et sans recherche active des partenaires. Le développement du secteur sera réalisé avec les ressources propres générées par les opérateurs et les subventions du Gouvernement. Quelques investissements peuvent être réalisés avec l'appui des bailleurs de fonds.

Evolution de la desserte

Les hypothèses adoptées pour l'évolution de la desserte sont :

- **Stratégie à moindre coût** :
 - On suppose que la desserte de la ville de Conakry et des Districts électriques de l'intérieur (hors PER) se réalisera dans des conditions normales à partir de l'année 2015, le taux de desserte et le taux de facturation sera proche de 100% ;
 - Les projets du PER seront réalisés avant 2010 ;
 - La totalité des autres localités sera électrifiée pendant la période de planification ;
 - Tous les autoproducteurs seront alimentés par le service public.
- **Programme A "Réforme institutionnelle"**:
 - La normalisation d'alimentation en électricité de la ville de Conakry et des Districts électriques de l'intérieur (hors PER) ne sera atteinte qu'en 2025, le taux de desserte sera en 2015 seulement de 88% et le taux de facturation en 2015 seulement 90% ;
 - Les projets du PER seront réalisés pour la plupart avant 2015 ;

- La totalité des autres localités sera électrifiées pendant la période de planification mais avec des dates de réalisation décalées ;
- L'alimentation des autoproducteurs sera réduite.
- **Programme B "Stabilisation - nouveaux partenaires" :**
 - Comme pour le Programme A, pour ville de Conakry et des Districts électriques de l'intérieur (hors PER) les taux de desserte et de facturation seront 100% seulement en 2025, le taux de desserte sera en 2015 seulement de 83% et le taux de facturation en 2015 seulement 85% ;
 - Une grande partie des du PER ne seront pas réalisés pour avant 2015 mais la totalité des projets sera réalisés pendant la période de planification ;
 - Toutes localités importantes seront alimentées par le réseau national, mais nombre des projets d'électrification décentralisée est réduit.
 - L'alimentation des autoproducteurs restera au niveau établi du Programme A.
- **Programme C "Statu quo":**
 - Pour ce programme on suppose que pour ville de Conakry et des Districts électriques de l'intérieur (hors PER) la desserte en 2025 atteint seulement 90% et le taux de facturation sera également seulement 90% pour cette année ;
 - L'électrification des localités importantes est fait pendant la période de planification, mais un nombre plus élevé des petites localités ne sera pas électrifié ;
 - L'alimentation des autoproducteurs restera au niveau établi du Programme A.

Développement du réseau national interconnecté

Les hypothèses adoptées pour la révision du développement du réseau interconnecté sont :

- **Stratégie à moindre coût :** Le calendrier pour la réalisation des phases définies a été élaboré dans la Section 3.
- **Programme A "Réforme institutionnelle":** Les phases de développement du réseau national de transmission seront retardées de 2 ans.
- **Programme B "Stabilisation - nouveaux partenaires" :** Les phases de développement du réseau national de transmission seront retardées de 3 ans.
- **Programme C "Statu quo":** Les phases du développement du réseau national transmission seront retardées de 5 ans et la dernière phase ne sera pas réalisée.

Développement de la production

- **Stratégie à moindre coût :** Le calendrier pour le développement du parc de production a été établi dans la Section 3 et permet d'exploiter le potentiel hydroélectrique du pays pour satisfaire la demande à desservir. Seulement pour les localités non alimentés par le réseau national la production décentralisée (thermique) est considérée. Le développement

du réseau national permet de réduire la nécessité d'une génération décentralisée.

- **Programme A "Réforme institutionnelle"** : Les projets d'ordre production sous le réseau national seront retardés de 2 ans, et le projet Balassa ne sera pas réalisé pendant la période de planification. La production décentralisée est réduite parce que pour plusieurs localités les projets d'électrification seront fait au moment de leur branchement au réseau national.
- **Programme B "Stabilisation - nouveaux partenaires"**: Les projets production de l'électricité seront retardés de 3 ans et le projet Balassa ne sera pas réalisé pendant la période de planification. A cause du nombre réduit des projets d'électrification décentralisée la production décentralisée sera inférieur au niveau du Programme A.
- **Programme C "Statu quo"** : Les projets production de l'électricité seront retardés de 5 ans et le projet Balassa ne sera pas réalisé pendant la période de planification. A cause du nombre restreint des projets d'électrification décentralisée, la production décentralisée sera inférieure au niveau du Programme B.

Stratégie et performance de la société d'exploitation

Les hypothèses de base pour le développement des différents scénarios pour la politique commerciale peuvent être résumées comme suit :

- **Stratégie à moindre coût** : En 2015 la normalisation de l'exploitation commerciale de la société nationale d'exploitation est atteinte, avec des taux de facturation et de l'encaissement en 2015 de 100%, ainsi comme l'extension des réseaux de distribution pour atteindre un taux de desserte dans les agglomérations de 100%
- **Programme A "Réforme institutionnelle"** : La normalisation de l'exploitation commerciale n'est atteinte qu'en 2020 avec des taux de facturation et de l'encaissement de 100%, et le taux desserte atteint aussi 100% dans cette année.
- **Programme B "Stabilisation - nouveaux partenaires"**: La normalisation de l'exploitation commerciale n'est atteinte qu'en 2025 avec des taux de facturation et de l'encaissement autour de 100%, et le taux desserte atteint aussi 100% dans en 2020.
- **Programme C "Statu quo"** : La normalisation de l'exploitation commerciale n'est pas atteinte pendant la période de planification, les taux de facturation et d'encaissement en 2025 resteront inférieurs à 100%.

2. EVOLUTION DE LA DESSERTE

2.1 Evolution de la desserte par localisation des consommateurs

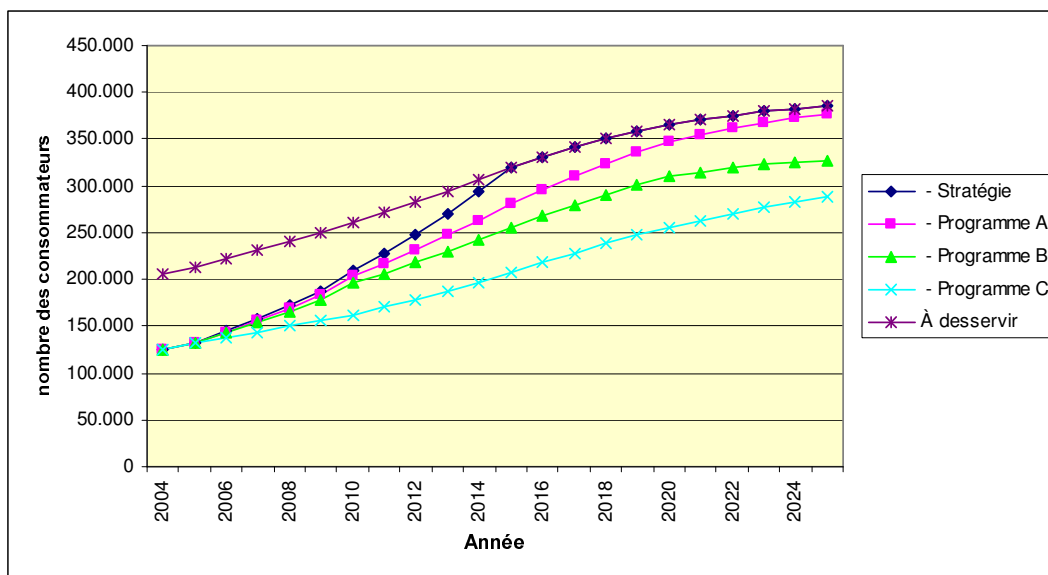
2.1.1 Conakry

L'évolution de la desserte de la ville de Conakry se réalise sous des hypothèses différentes pour les plans d'investissement. Les paramètres pour simuler l'évolution de la desserte et la détermination des coûts d'investissement sont les taux de desserte et les taux de facturation. Les hypothèses utilisées sont :

- Stratégie à moindre coût : On suppose que la desserte de la ville de Conakry se réalisera sous des conditions normales à partir de l'année 2015 avec des taux de desserte et des taux de facturation proche de 100% ;
- Programme A : La normalisation de la desserte en électricité ne sera atteinte qu'en 2025, le taux de desserte ne sera que de 88% en 2015 et le taux de facturation sera seulement de 90% en 2015 ;
- Programme B : En 2025 Le taux de desserte sera de 85% et de facturation de 95%, et en 2015 le taux de desserte ne sera que de 80% et le taux de facturation seulement de 85% ;
- Programme C : Pour ce programme, on suppose que la desserte atteigne seulement 75% en 2025 et que le taux de facturation sera de 90% pour cette année ;

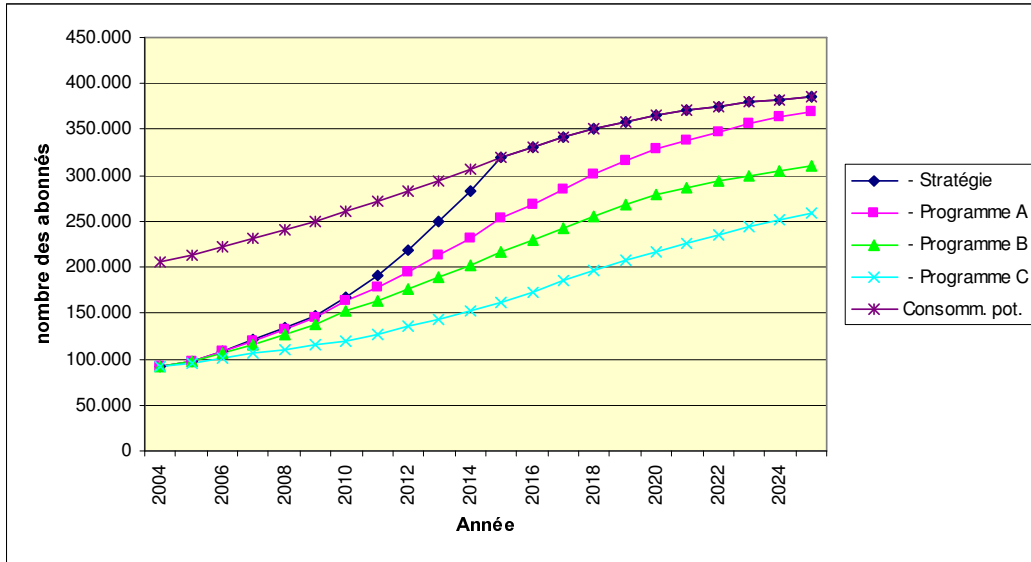
Pour maintenir une desserte normalisée dans les quartiers desservis, des coûts additionnels sont pris en compte pour le renouvellement jusqu'à 2010 de 10% des branchements existants. L'évolution du nombre des consommateurs dans ces 4 plans d'investissement est illustrée dans la Figure 2-1.

Figure 2-1 : Conakry - Evolution des consommateurs à desservir et desservis



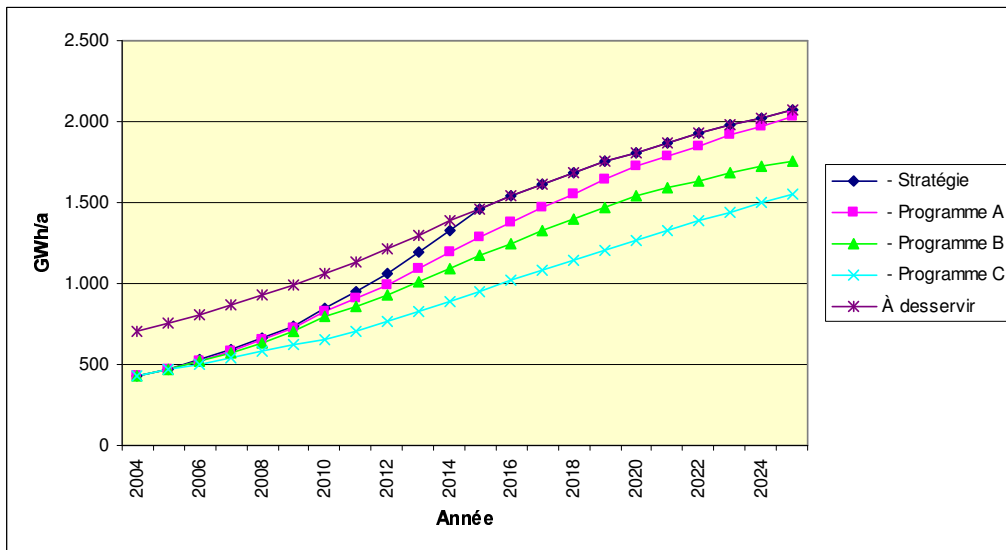
L'évolution du nombre des abonnés est donnée dans la Figure 2-2. On peut constater que dans le Programme C, le nombre d'abonnés n'atteint pas le nombre de consommateurs.

Figure 2-2 : Conakry - Evolution des abonnés



Le développement de l'énergie à desservir, en comparaison avec la demande à desservir, est donné dans la Figure 2-3. Pour le Programme C, on peut voir que l'énergie à délivrer n'atteint pas le niveau de la demande à desservir, parce que le taux de desserte reste inférieur à 100%.

Figure 2-3 : Conakry - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer



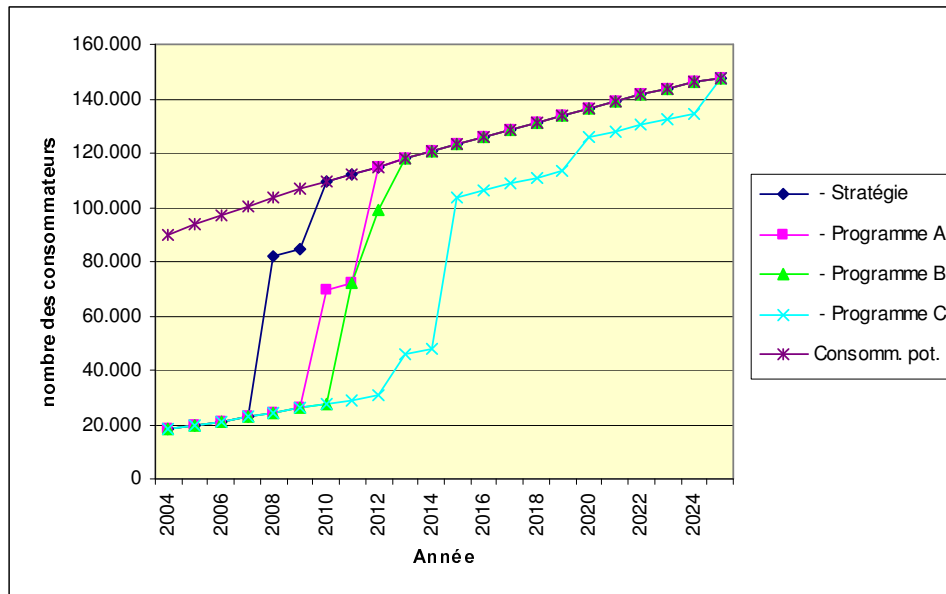
2.1.2 Projet d'Electrification rurale (PER)

La réalisation des projets d'électrification des localités du Projet d'électrification rurale sera retardée, compte tenu des restrictions résultant de la mobilisation des ressources financières nécessaires pour leur réalisation. La planification des projets dans les 4 plans d'investissement est la suivante (voir le Tableau 3-1 pour la date précise des projets dans les différents plans d'investissement) :

- Stratégie à moindre coût : Tous les projets du Projet d'électrification rurale seront réalisés jusqu'à l'année 2010 ;
- Programme A : Les projets seront réalisés 2 ans plus tard, cela veut dire que tous les projets seront réalisés vers 2012 ;
- Programme B : Les projets seront réalisés 3 ans plus tard, cela veut dire que tous les projets seront réalisés vers 2013 ;
- Programme C : Les projets d'électrification des grandes localités seront réalisés 5 ans plus tard, cela veut dire que ces projets seront réalisés vers 2015 ; pour les petites localités, les projets seront réalisés vers 2020.

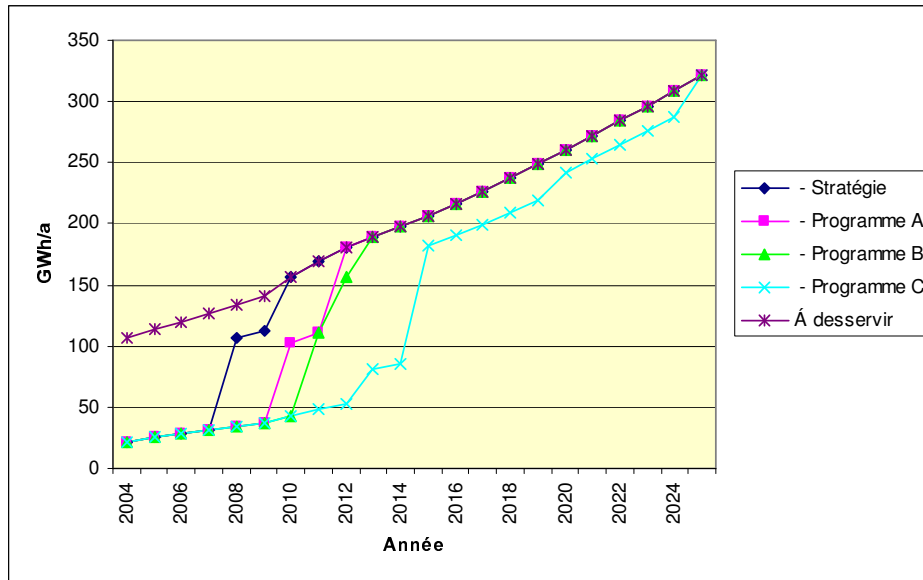
Le Tableau 2-4 donne une comparaison entre les évolutions des consommateurs à desservir et desservis dans les 4 plans d'investissement.

Figure 2-4 : PER - Evolution des consommateurs à desservir et desservis



Les évolutions de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer sont comparées dans la Figure 2-5.

Figure 2-5 : PER - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer



2.1.3 Districts électriques de l'intérieur (hors PER)

Comme dans le cas de Conakry, les paramètres de simulation de l'évolution de la desserte et des coûts d'investissement sont les taux de desserte et les taux de facturation. Pour les Districts électriques de l'intérieur, les 4 plans d'investissement considèrent des taux de desserte et de facturation bien différents. Les hypothèses sont :

- Stratégie à moindre coût : On suppose que la desserte se fera dans des conditions normales à partir de l'année 2015, le taux de desserte et le taux de facturation seront de 100% ;
- Programme A : La normalisation de l'alimentation en électricité ne sera atteinte qu'en 2025 et le taux de desserte ne sera que de 65% en 2015 et le taux de facturation dans la même année seulement de 90% ;
- Programme B : Le taux de desserte ne sera que de 80% en 2025 et de 50% seulement en 2015, le taux de facturation seulement de 87% en 2015 et atteindra 95% vers la fin de la période de planification ;
- Programme C : Pour ce programme, on suppose que la desserte atteint seulement 60% en 2025 et le taux de facturation ne sera également que de 95% pour cette année.

L'évolution du nombre de consommateurs dans ces 4 plans d'investissement est illustrée dans la Figure 2-6 ; la Figure 2-7 donne une comparaison de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer.

Figure 2-6 : Districts électriques (hors PER) - Evolution des consommateurs à desservir et desservis

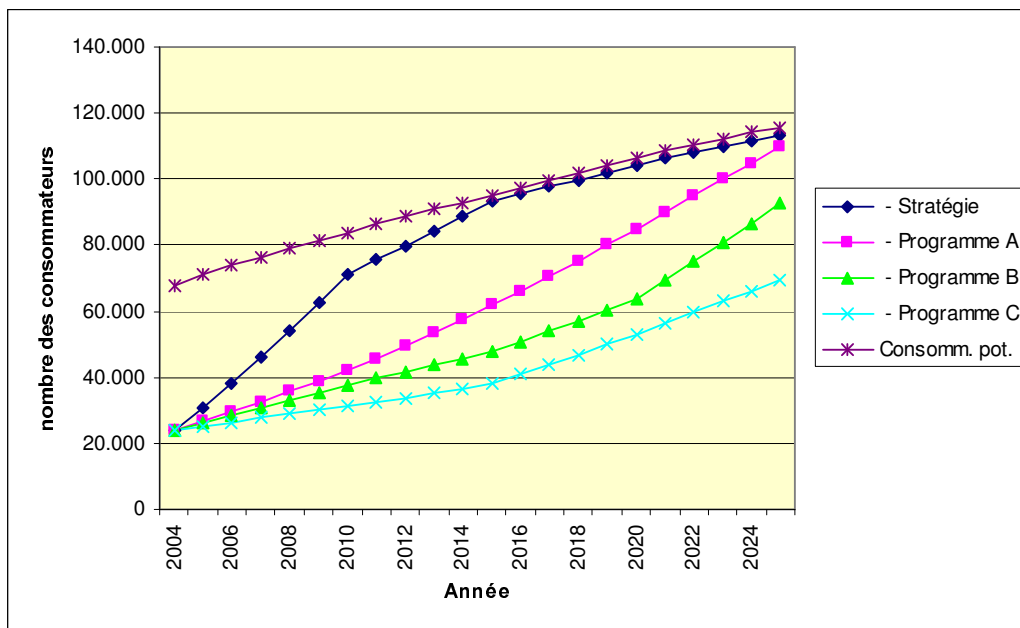
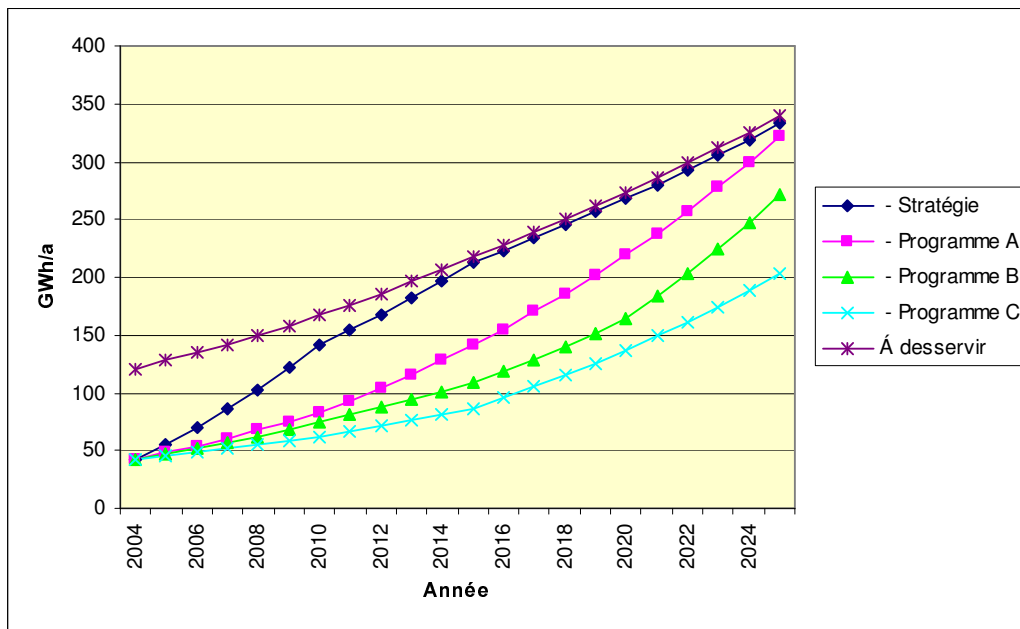


Figure 2-7 : Districts électriques (hors PER) - Evolution de la demande à desservir et énergie à délivrer



2.1.4 Chefs-lieux des préfectures

Le Tableau 2-1 donne les dates de réalisation des projets d'électrification pour ces localités. La réalisation des projets d'électrification aura l'avantage que les projets pourront être réalisés au même moment que la réalisation du branchement au réseau national ; cela évitera de devoir installer des unités de production décentralisée, comme c'est le cas par exemple pour la localité de Yomou.

La Figure 2-8 compare le développement du nombre de consommateurs dans ces 4 plans d'investissement et la Figure 2-9 compare les évolutions de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer.

Tableau 2-1 : Chefs-lieux des préfectures - Réalisation des projets d'électrification

Localités	Stratégie		Programmes d'investissement					
	Projet	RN	Programme A		Programme B		Programme C	
			Projet	RN	Projet	RN	Projet	RN
Kamsar	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Sangaredi	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Maneah	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Nongoa	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Banankoro	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Kouankan	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Koyama	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020

Figure 2-8 : Chefs-lieux des préfectures - Evolution des consommateurs à desservir et desservis

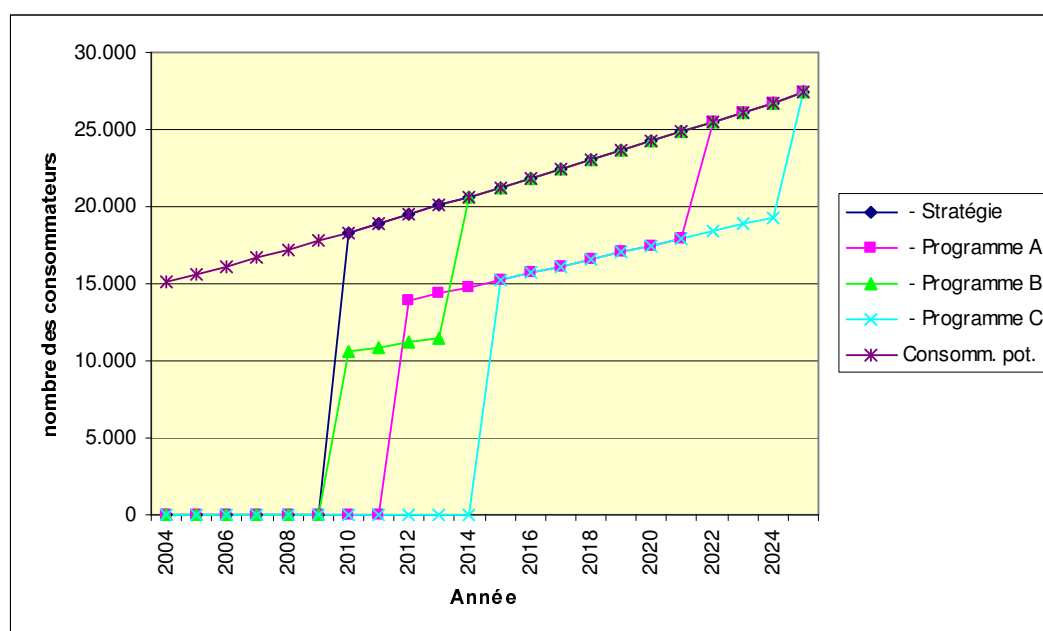
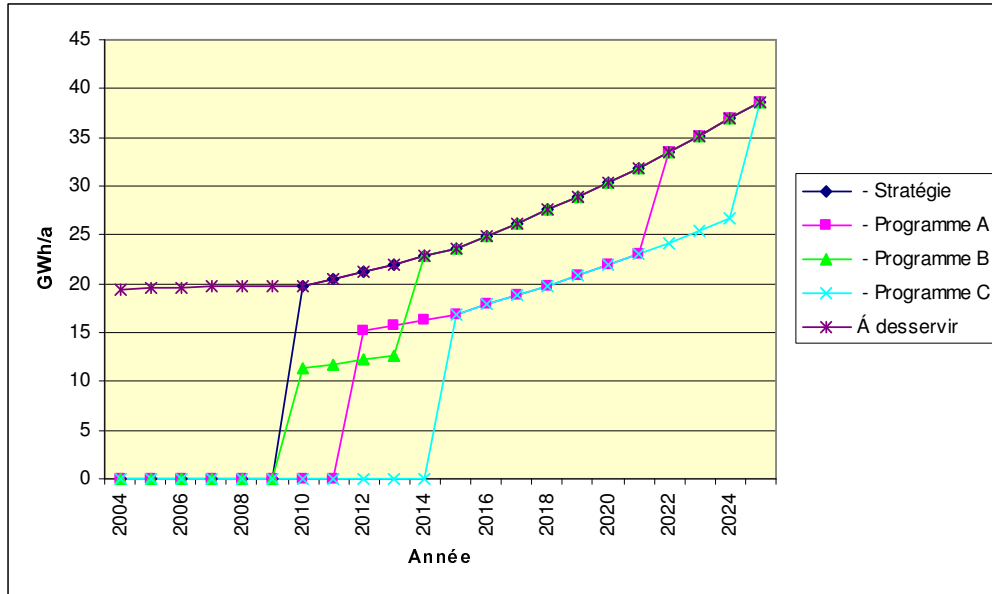


Figure 2-9 : Chefs-lieux des préfectures - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer



2.1.5 Localités importantes

La planification de la réalisation des projets d'électrification pour les localités de ce groupe est donnée dans le Tableau 2-2. Comme dans les cas des chefs-lieux des préfectures, la réalisation retardée des projets aura l'avantage que les projets se réalisent au même moment que le branchement au réseau national.

Tableau 2-2 : Localités importantes - Année de réalisation des projets d'électrification

Localités	Stratégie		Programmes d'investissement						
			Programme A		Programme B		Programme C		
	Projet	RN	Projet	RN	Projet	RN	Projet	RN	
Kamsar	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Sangaredi	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Maneah	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Nongoa	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2020
Banankoro	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2020
Kouankan	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010
Koyama	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2020

La Figure 2-10 compare l'évolution des consommateurs à desservir et desservis et la Figure 2-11 compare l'alimentation en énergie.

Figure 2-10 : Localités importantes - Evolution des consommateurs à desservir et desservis

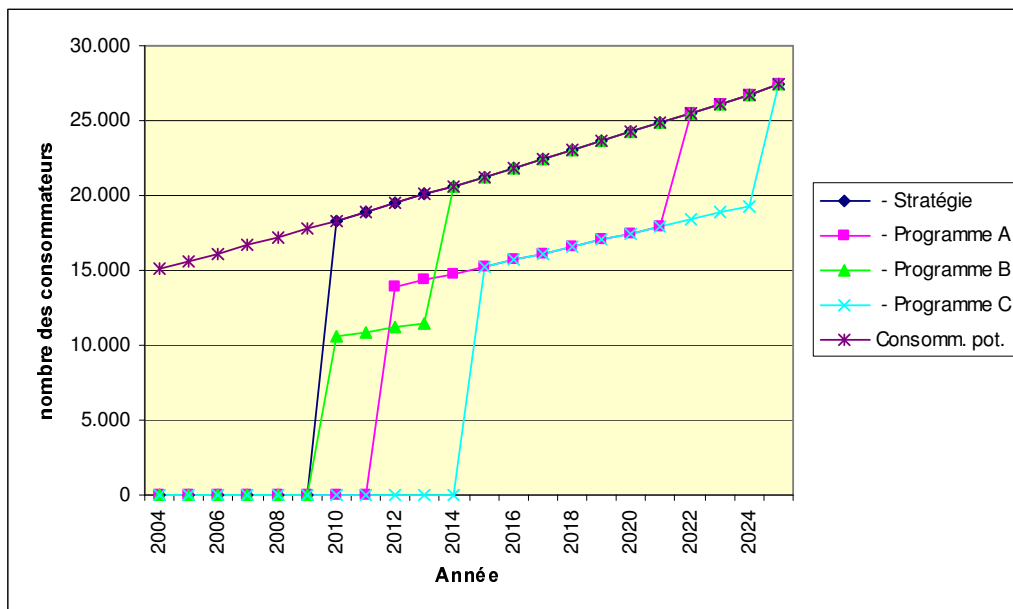
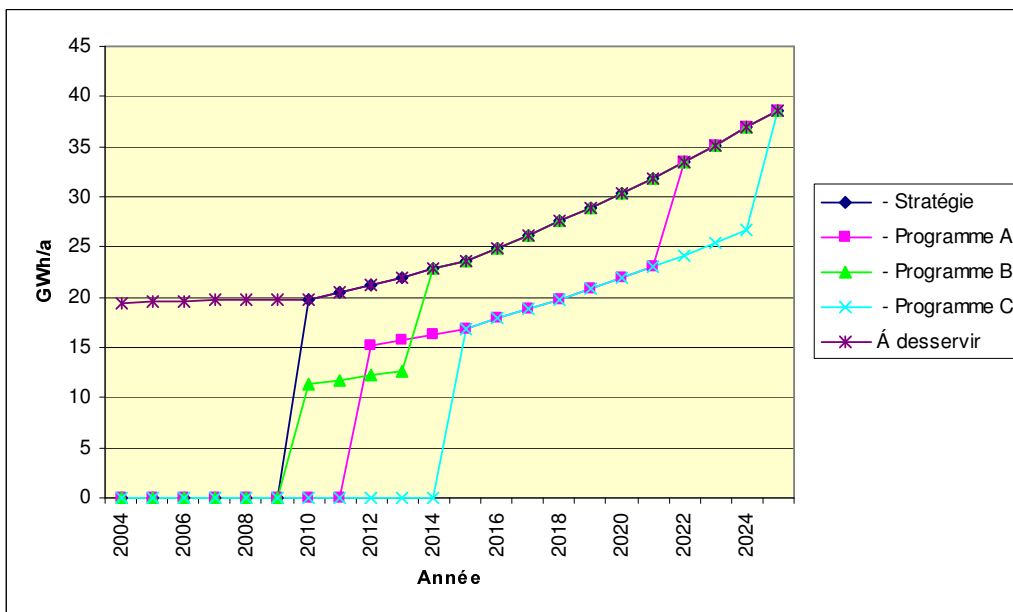


Figure 2-11 : Localités importantes - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer



2.1.6 Autres localités

Le Tableau 2-3 donne un résumé de la réalisation des projets d'électrification des localités de ce groupe. Dans la Stratégie à moindre coût et les Programmes d'investissement A et B, la totalité des localités sera électrifiée. Dans le Programme C, un certain nombre de petites localités ne sera pas électrifié.

Tableau 2-3 : Autres localités - Alimentation en électricité (Année 2025)

Localités	Stratégie		Programmes d'investissement					
			Programme A		Programme B		Programme C	
	Projet	RN	Projet	RN	Projet	RN	Projet	RN
Catégorie I (<=2.000 habitants)	300	17	300	17	167	17	117	17
Catégorie II (<=4.000 habitants)	181	11	181	11	111	11	61	11
Catégorie III (<=6.000 habitants)	89	10	89	10	89	10	30	10
Catégorie IV (<=8.000 habitants)	44	13	44	13	44	13	44	13
Catégorie V (<=10.000 habitants)	15	9	15	9	15	9	15	9
Catégorie VI (<=12.000 habitants)	9	7	9	7	9	7	9	7
Total	638	67	638	67	435	67	276	67

Les années de réalisation sont indiquées dans la Figure 2-12, qui compare les consommateurs à desservir et desservis pour les 4 plans d'investissement. L'alimentation en énergie de ces localités est comparée dans la Figure 2-13.

Figure 2-12 : Autres localités - Evolution des consommateurs à desservir et desservis

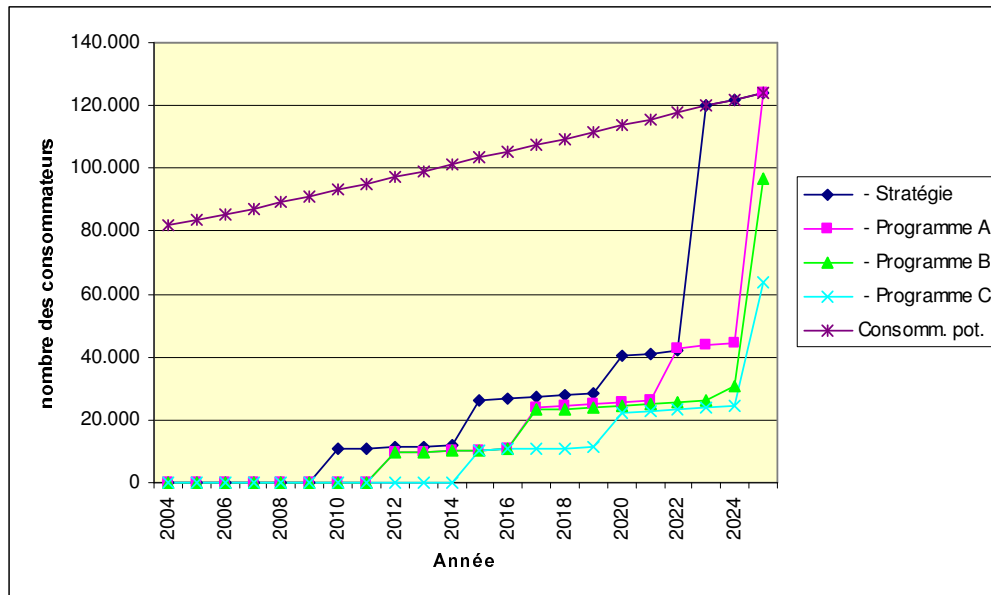
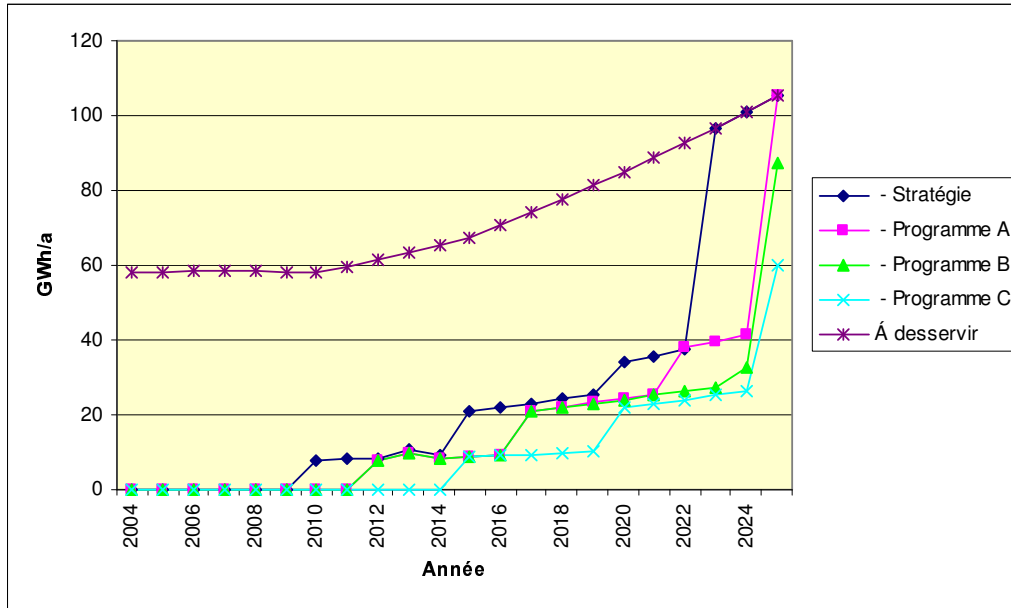


Figure 2-13 : Autres localités - Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer



2.1.7 Autoproducteurs industriels et miniers

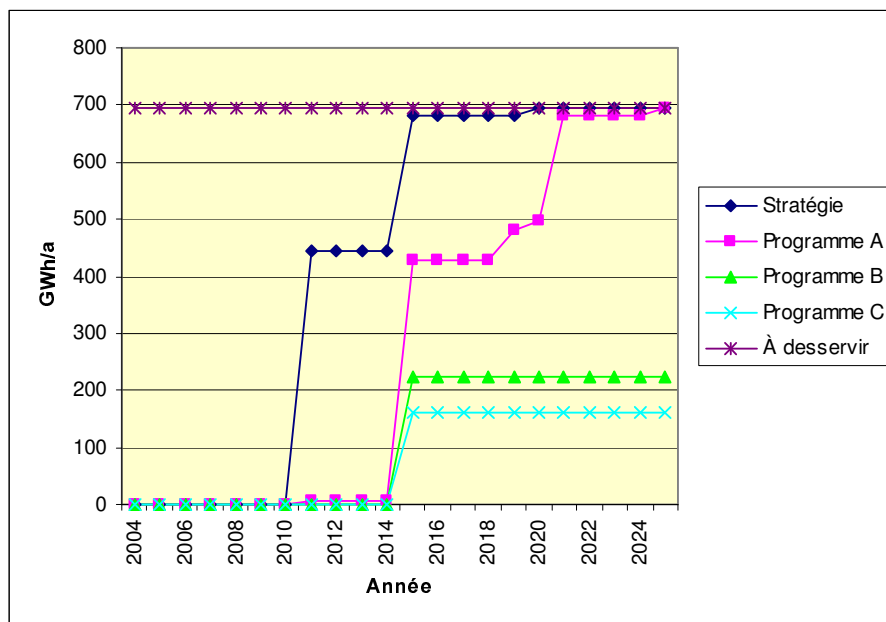
L'alimentation des autoproducteurs industriels et miniers dépendra de la réalisation des nouvelles centrales hydroélectriques. En raison d'un manque de capacité de production d'électricité dans les Programmes d'investissement, il n'est pas possible d'alimenter tous les auto-générateurs existants comme il est prévu dans la Stratégie à moindre coût. La planification de l'alimentation des autoproducteurs est donnée dans le Tableau 2-4.

Tableau 2-4 : Demande des autoproducteurs

Auto-producteurs industriels	Stratégie	Programme A	Programme B	Programme C
1 CBG - Compagnie de Bauxite	2011	2015	2021	2023
2 RUSAL (ex. ACG Aluminium)	2011	2015	2026	2026
3 SBK - Compagnie de Bauxite	2011	2015	2021	2023
4 ARETOR - Ass. pour la Rec	2020	2025	9999	9999
5 SMD - Société Minière de Di	2015	2021	2021	2023
6 SAG - Société Aurifère de la	2015	2019	2019	2019
7 SODEFA / Conakry	2011	2011	2011	2011
8 SEMAFO / Kouroussa	2011	2020	2020	2020

La Figure 2-14 donne la comparaison de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer pour les 4 plans d'investissement. On peut constater que dans les Programmes A, B et C, il ne sera pas possible de satisfaire toute la demande à desservir des groupes de consommateurs.

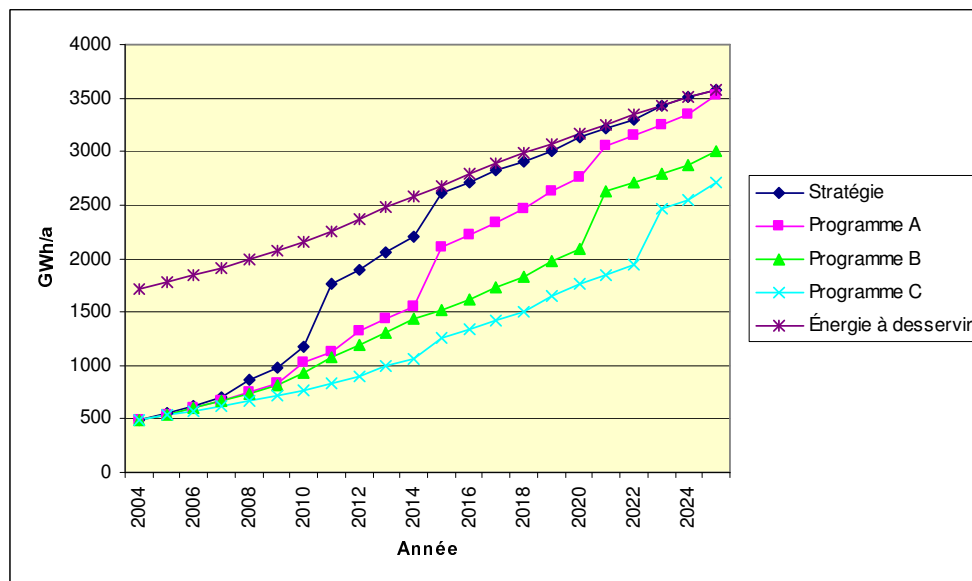
Figure 2-14 : Autoproducteurs - Demande à desservir et énergie à délivrer



2.2 Comparaison de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer

La Figure 2-15 compare l'évolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer.

Figure 2-15 : Evolution de la demande à desservir et de l'énergie à délivrer



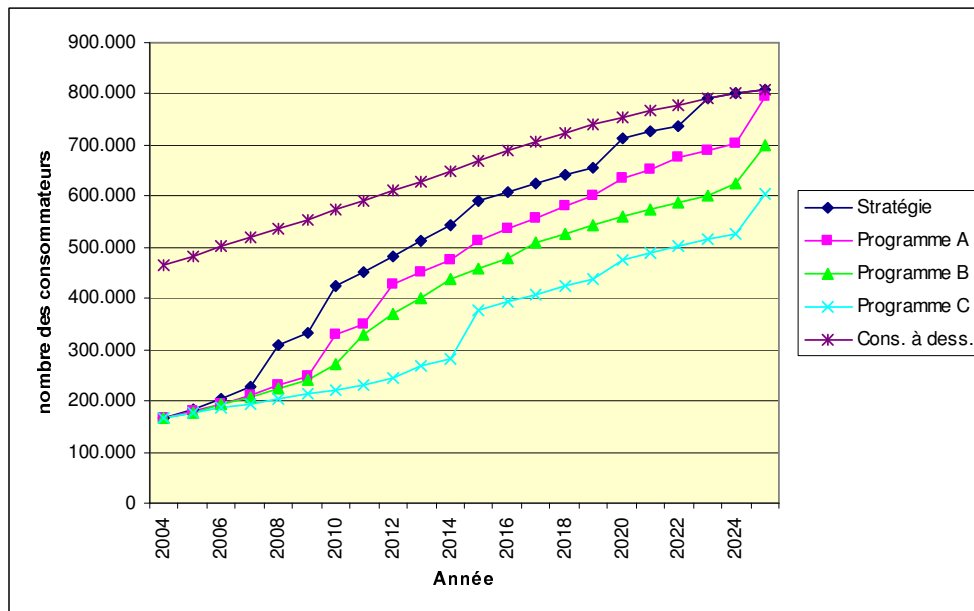
Les différences entre les 4 plans d'investissement sont :

- Stratégie à moindre coût : La totalité des consommateurs considérés pour l'estimation de la demande à desservir seront branchés au réseau de distribution et les taux de desserte dans les localités sera proche de 100% ;
- Programme A et B : Tous les consommateurs potentiels seront branchés au réseau de distribution dans le Programme A en 2025, mais ce niveau ne sera pas atteint dans le Programme B ; seulement un certain nombre des autoproducteurs continueront à exploiter leur propres installations de production ;
- Programme C : Le taux de desserte de la ville de Conakry et de quelques Districts électriques n'atteindra pas 100% et quelques petites localités ne seront pas électrifiées ; de plus, la demande à desservir des autoproducteurs ne sera pas satisfaite par le service public.

2.3 Evolution de la desserte

L'évolution du nombre des consommateurs est comparée dans la Figure 2-16. D'une manière générale, on peut dire que le développement du branchement des consommateurs dans les Programmes d'investissement sera retardé et inférieur au niveau prévu dans la Stratégie à moindre coût.

Figure 2-16 : Evolution des consommateurs



La Figure 2-17 compare l'évolution du nombre des abonnés. On constate que dans les Programmes B et C, le taux de facturation n'atteindra pas 100% en 2025.

Figure 2-17 : Evolution des abonnés

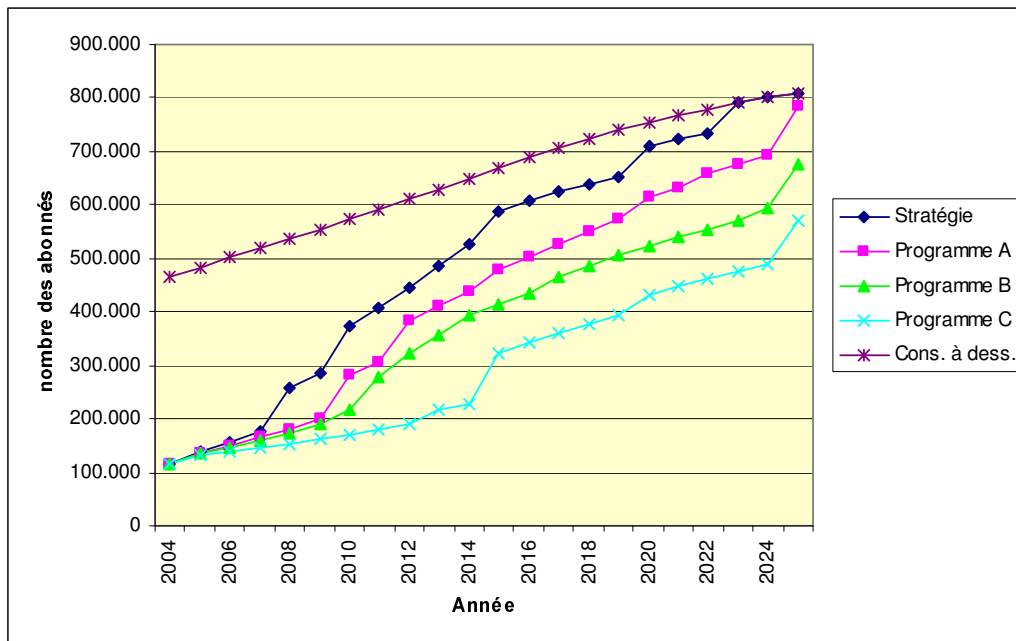


Tableau 2-5 : Evolution de la desserte

	Unité	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
		-1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Énergie à desservir	GWh	1711,0	1775,2	1841,5	1912,5	1987,8	2068,2	2161,2	2259,9	2362,3	2481,4	2580,2	2681,9	3165,5	3580,9
Énergie à délivrer															
Stratégie	GWh	495,1	549,2	623,9	706,1	869,1	971,7	1180,6	1756,6	1896,8	2049,3	2210,1	2618,2	3131,6	3580,9
Programme A	GWhj	495,1	541,7	605,5	675,4	752,1	836,1	1025,6	1131,1	1314,9	1433,3	1556,4	2110,5	2764,0	3520,9
Programme B	GWh	495,1	540,7	599,2	663,3	733,3	809,8	922,6	1070,2	1195,5	1312,7	1431,2	1525,8	2093,3	3008,9
Programme C	GWh	495,1	539,0	578,1	620,1	665,2	713,5	760,4	829,2	895,0	989,8	1065,0	1252,4	1766,0	2706,9
Consommateurs à desservir															
Consommateurs desservis	nombre	466.063	483.581	501.194	518.973	536.889	554.911	573.015	591.531	610.469	629.835	649.634	669.875	753.993	809.014
Stratégie	nombre	167.458	182.894	204.185	226.710	308.155	334.193	425.873	453.249	481.956	512.050	543.591	590.917	713.541	809.014
Programme A	nombre	167.458	178.758	194.839	211.781	229.596	248.299	331.098	351.152	427.604	450.527	474.412	511.983	635.466	795.531
Programme B	nombre	167.458	178.167	192.499	207.555	223.347	239.886	271.537	328.832	369.489	402.399	439.538	458.191	560.130	700.827
Programme C	nombre	167.458	177.222	185.719	194.474	203.478	212.725	220.353	231.612	243.338	269.032	281.756	375.523	474.969	606.016
Abonnés															
Stratégie	nombre	115.978	138.615	157.221	177.249	259.513	283.594	373.428	407.380	444.274	484.322	527.743	589.050	711.456	809.014
Programme A	nombre	115.978	135.272	149.638	165.028	181.482	199.042	282.709	304.234	384.066	409.487	436.448	477.725	613.889	785.789
Programme B	nombre	115.978	134.266	146.658	159.837	173.831	188.666	217.887	278.475	320.995	355.173	393.552	413.726	522.749	675.213
Programme C	nombre	115.978	132.539	139.465	146.637	154.051	161.703	168.215	178.682	189.692	216.814	228.936	323.955	431.357	570.210

3. DEVELOPPEMENT DU RESEAU NATIONAL

3.1 Branchement des localités importantes au Réseau national

Le Tableau 3-1 donne un résumé des dates d'exécution des phases considérées pour le développement du réseau national. Dans le Programme d'investissement C, la Phase IV ne se réalisera pas avant 2025.

Tableau 3-1 : Développement du Réseau national

Phases de développement du RN / Localités du PER	Stratégie		Programme A		Programme B		Programme C	
	Projet	RN	Projet	RN	Projet	RN	Projet	RN
Année de la mise en opération de la phase								
Phase I		2010		2012		2014		2015
Phase II		2015		2017		2017		2020
Phase III		2020		2022		2024		2025
Phase III		2025		2025		2025		9999
Localités du PER								
1 Dalaba	2008	2004	2010	2004	2011	2004	2013	2004
2 Mamou	2008	2004	2010	2004	2011	2004	2013	2004
3 Labé	2008	2004	2010	2004	2011	2004	2013	2004
4 Pita	2008	2004	2010	2004	2011	2004	2013	2004
5 Dabola	2010	2010	2012	2012	2012	2014	2015	2015
6 Dinguiraye	2010	2010	2012	2012	2012	2014	2015	2015
7 Faranah	2010	2010	2012	2012	2012	2014	2015	2015
8 Kankan	2008	2010	2012	2012	2012	2014	2015	2015
9 Kérouané	2008	2015	2010	2017	2011	2017	2020	2020
10 Kouroussa	2008	2010	2010	2012	2011	2014	2015	2015
11 Siguiri	2008	2015	2010	2017	2011	2017	2020	2020
12 Guéckédou	2008	2020	2010	2022	2011	2024	2025	2025
13 Kissidougou	2010	2020	2012	2022	2013	2024	2015	2025
14 N'Zérékoré	2008	2020	2010	2022	2011	2024	2015	2025
15 Kanfarandé	2010	9999	2012	9999	2013	9999	2020	9999
16 Tanéné	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
17 Bourouwal Tapé	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
18 Dittin	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
19 Koundara	2010	2025	2012	2025	2013	2025	2015	9999
20 Mitty	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
21 Macenta	2010	2015	2012	2017	2013	2017	2015	2020
22 Sérédou	2010	2015	2012	2017	2013	2017	2015	2020
23 Boffa	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
24 Linsan	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
25 Kolenté	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
26 Souguéta	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
27 Mali	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2015	2015
28 Tougué	2010	2010	2012	2012	2013	2014	2020	2015
29 Beyla	2010	2020	2012	2022	2013	2024	2020	2025
Districts de l'intérieur (hors PER) - non branchés sur le réseau national								
Fria		2010		2012		2014		2015
Boké		2010		2012		2014		2015
Gaoual		2010		2012		2014		2015
Télimélé		2010		2012		2014		2015
Lelouma		2010		2012		2014		2015
Chefs lieux des préfectures								
Koumbia	2010	2010	2012	2012	2014	2014	2015	2015
Lola	2010	2020	2010	2022	2024	2024	2025	2025
Mandiana	2010	2015	2010	2017	2017	2017	2020	2020
Yomou	2010	2020	2010	2022	2024	2024	2025	2025
Localités importantes								
Kamsar	2010	2010	2012	2012	2014	2014	2015	2015
Sangaredi	2010	2010	2012	2012	2010	2014	2015	2015
Maneah	2010	2010	2012	2012	2010	2014	2015	2015
Nongoa	2010	2020	2022	2022	2010	2024	2025	2025
Banankoro	2010	2020	2022	2022	2010	2024	2025	2025
Kouankan	2010	2010	2012	2012	2010	2014	2015	2015
Koyama	2010	2020	2022	2022	2010	2024	2025	2025

Note : L'année "9999" indique la phase qui ne se réalise pas pendant la période de planification 2006 à 2025.

3.2 Branchement des autres localités

Les projets d'électrification des autres localités sont d'un grand intérêt politique et ont une grande importance pour le développement de ces localités de l'intérieur. Pour respecter cette priorité et assurer un développement équilibré des régions de la Guinée, la Stratégie à moindre coût est basée sur l'objectif d'électrifier toutes les 688 localités considérées pour la détermination de la demande à desservir.

Mais il faut prendre aussi en considération que l'électrification de ces localités est une entreprise très coûteuse, en particulier dans le cas où l'on considère une production décentralisée à partir de petites centrales (soit hydroélectriques, soit thermiques). Cela a été démontré clairement dans la Section 3, en déterminant les coûts marginaux pour l'énergie fournie par le réseau national et pour les centrales exploitées de façon décentralisée.

Le décalage de ces projets, ou la non-réalisation de ces projets, aura un impact positif sur la rentabilité économique et financière des plans d'investissement. Le fait que les taux de desserte resteront inférieurs à ceux de la Stratégie à moindre coût est pris en compte dans l'analyse économique, comme il est démontré dans la Section 6.

En résumé, les hypothèses adoptées pour la formulation des 4 plans d'investissement sont :

- **Stratégie à moindre coût** : La totalité des 638 localités sera électrifiée avant 2025, 67 localités seront alimentées par le réseau national et les autres par une production décentralisée (thermique) ;
- **Programme A** : Les nombres de localités électrifiées et branchées au réseau national sont les mêmes que pour la Stratégie à moindre coût. Mais les projets seront réalisés avec un décalage de quelques années.
- **Programme B** : Le nombre de localités électrifiées est réduit à 435 localités, avec le même nombre de localités branchées au réseau national :
 - La totalité des localités les plus grandes (catégorie III à VI) sera électrifiée ;
 - Uniquement 150 localités de la catégorie I seront électrifiées et 100 localités de la catégorie II.
- **Programme C** : Le nombre total des localités électrifiées est réduit à 276 localités avec le même nombre de localités branchées au réseau national :
 - La totalité des localités les plus grandes (catégorie IV à VI) sera électrifiée ;
 - Seulement 20 localités de la catégorie III, 50 de la catégorie II et 100 de la catégorie I seront électrifiées.

4. DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION

4.1 Service public - Réseau national

Le Tableau 4-1 compare les calendriers retenus pour la réalisation des centrales hydroélectriques prévues dans la Stratégie à moindre coût. On peut constater que le Programme A considère un retard d'environ de 2 ans pour les projets. Les délais considérés pour les Programmes B et C sont plus élevés, allant jusqu'à 5 et 7 ans. Seul le projet de Balassa ne sera pas réalisé pendant la période de planification de 2006 à 2025 dans le Programme d'investissement.

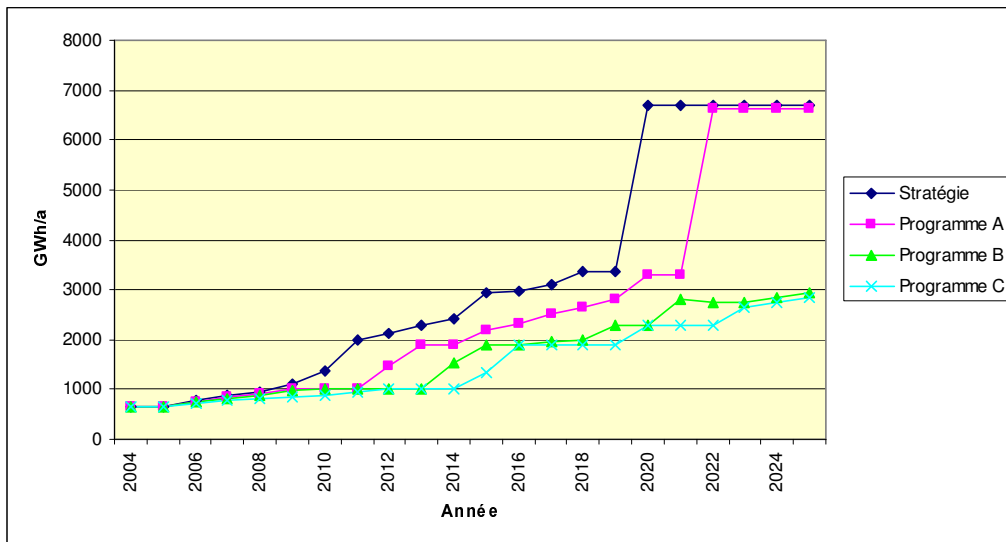
Tableau 4-1 : Développement du parc de production

Centrales hydrauliques		Stratégie	Programmes d'investissement		
			A	B	C
1	Sambangalou (partie Guin.)	2010	2012	2014	2015
2	Kaléta (partie Guin.)	2010	2012	2014	2015
3	Fomi (partie Guin.)	2011	2013	2015	2016
4	Kassa A	2011	2013	2015	2016
5	Kouya B	2015	2017	2019	2020
6	Bonkon-Diarra	2017	2019	2021	9999
7	Fetoure II	2018	2020	2022	9999
8	Lafou A	2018	2020	9999	9999
9	Amaria	2020	2022	9999	9999

Note : L'année de réalisation "9999" indique que le projet ne sera pas réalisé dans la période de planification 2006 à 2025.

Le développement de la capacité de génération disponible du parc de production du réseau national est donné dans la Figure 4-1. Les valeurs sont données le Tableau 4-4 placé à la fin de ce chapitre.

Figure 4-1 : Réseau national - Développement du parc de production

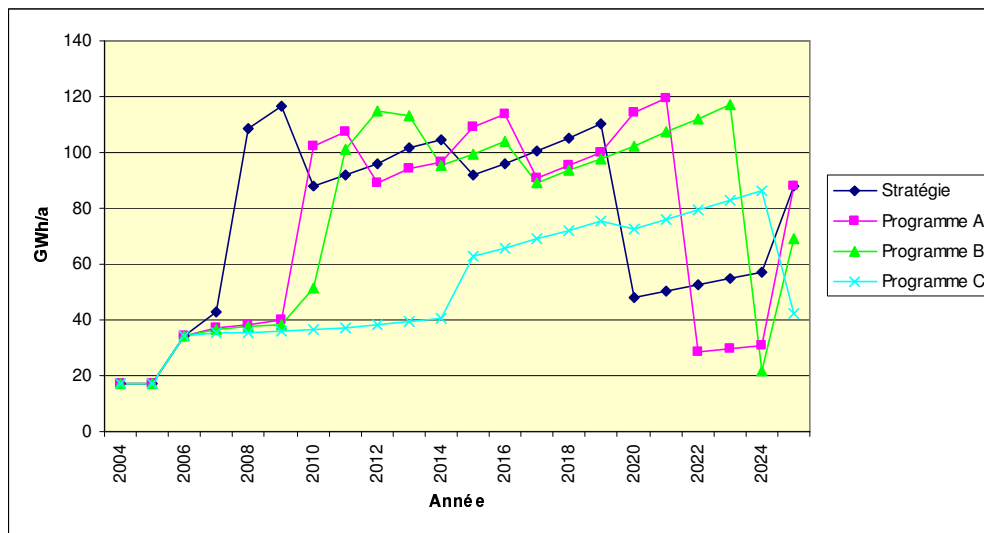


4.2 Service public - Production décentralisée

Le développement de la production décentralisée est donné dans la Figure 4-2. On peut constater que les projets d'électrification des localités non encore branchées au réseau national demanderont la réalisation des projets de production décentralisée. L'hypothèse adoptée pour les simulations est que ces capacités sont des centrales thermiques. Ces capacités arrêteront leur production une fois que les localités seront branchées au réseau national.

Seule la centrale hydroélectrique de Macenta continuera à produire au sein du parc de production du réseau national, après l'extension du réseau national jusqu'à Macenta.

Figure 4-2 : Développement de la production décentralisée

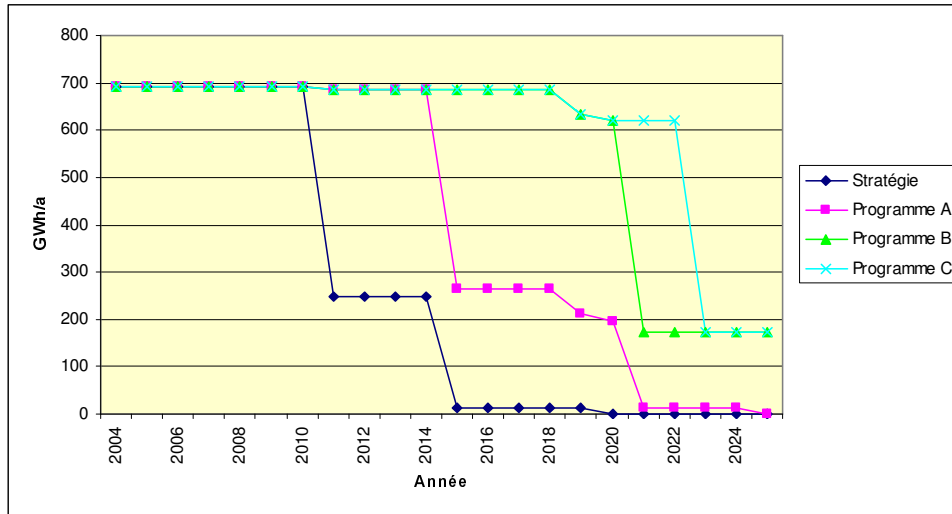


4.3 Parc national de production - Autoproduteurs

Le parc de production nationale est composé par les capacités du service public (capacités de production dans le réseau national et production décentralisée) et les installations des auto-producteurs. L'hypothèse adoptée pour l'élaboration de la Stratégie à moindre coût et des Programmes d'investissement est que les autoproduteurs préféreront l'alimentation en électricité fournie par le service public, une fois que le réseau national disposera de la capacité de production nécessaire et dès que le réseau de transmission sera mis en service.

L'utilisation des capacités de production des autoproduteurs est donnée dans la Figure 4-3 pour les 4 plans d'investissement. Dans la stratégie à moindre coût et dans le Programme A, toute la demande des autoproduteurs sera satisfaite par le service public. Dans les cas des Programmes B et C, les autoproduteurs doivent maintenir une certaine capacité de production.

Figure 4-3 : Capacité de production des autoproducteurs



4.4 Parc national de production - Total de la capacité de production

Le développement de la capacité totale de production du parc national de production est donnée dans la Figure 4-5.

Les valeurs sont données dans le Tableau 4-2 pour les 4 plans d'investissement, par catégorie de production. Le Tableau 4-3 donne des informations par systèmes d'alimentation.

Le fait que le total de la production d'électricité du parc national reste presque le même pour tous les 4 plans d'investissement s'explique par le fait que la capacité de la centrale de Ballassa, qui ne sera pas réalisée dans les Programmes d'investissement, est presque égale à la capacité de production restante des autoproducteurs (environ 500 GWh par an), comme on peut le constater dans le Tableau 4-4.

Figure 4-5 : Parc national de production - Total de la production

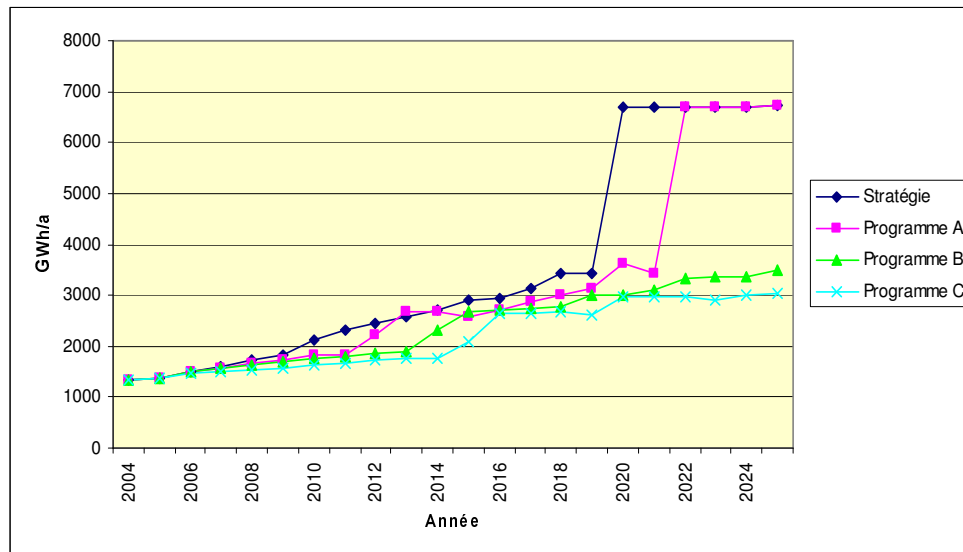


Tableau 4-2 : Développement du parc national de production

GWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
	-1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Stratégie														
RN thermique	161,5	168,1	305,9	391,9	463,1	541,5	163,4	76,3	197,0	324,0	456,8	522,6		
RN hydraulique	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	1188,4	1903,4	1903,4	1903,4	1903,4	2284,4	6637,4	6637,4
Thermique dec.	12,6	12,6	29,6	38,3	104,0	111,7	81,2	84,9	88,6	93,8	96,2	91,8	48,2	88,0
Hydraulique dec.	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	6,9	7,2	7,5	7,9	8,2			
Auto-production	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	248,1	248,1	248,1	248,1	12,1		
Total	1353,4	1360,0	1514,8	1609,4	1746,3	1832,4	2133,2	2319,9	2444,6	2577,1	2712,7	2910,9	6685,6	6725,4
Programme A														
RN thermique	161,5	168,1	266,0	359,0	437,1	520,6	541,5	541,5	266,7			294,8		
RN hydraulique	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	1188,4	1903,4	1903,4	1903,4	3312,4	6637,4
Thermique dec.	12,6	12,6	29,6	32,8	33,9	35,2	97,4	102,6	81,4	86,2	88,6	100,4	114,2	88,0
Hydraulique dec.	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	7,5	7,9	8,2		8,5	
Auto-production	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	687,0	687,0	687,0	687,0	263,9	196,1	
Total	1353,4	1360,0	1494,8	1571,0	1650,3	1735,0	1818,1	1817,0	2231,0	2684,5	2687,2	2571,1	3622,7	6725,4
Programme B														
RN thermique	161,5	168,1	278,3	344,2	414,5	489,5	541,5	541,5	541,5	541,5	332,8			206,8
RN hydraulique	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	1188,4	1903,4	2284,4	3057,4
Thermique dec.	12,6	12,6	29,6	32,0	32,8	33,8	46,8	96,4	138,1	165,1	87,0	90,7	102,6	69,3
Hydraulique dec.	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	12,5	8,2	8,5		
Auto-production	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	687,0	687,0	687,0	687,0	687,0	619,2	174,0
Total	1353,4	1360,0	1487,2	1555,4	1626,5	1702,4	1767,5	1810,8	1852,5	1887,4	2303,4	2689,7	3006,2	3507,5
Programme C														
RN thermique	161,5	168,1	251,5	290,0	330,3	372,4	409,2	469,9	524,3	541,5	541,5	135,0		541,5
RN hydraulique	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	1188,4	2284,4	2284,4
Thermique dec.	12,6	12,6	29,6	30,7	31,1	31,4	31,8	32,8	33,8	35,0	36,2	54,6	72,6	42,2
Hydraulique dec.	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	8,5		
Auto-production	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	687,0	687,0	687,0	687,0	687,0	619,2	174,0
Total	1353,4	1360,0	1460,4	1499,9	1540,5	1583,1	1620,2	1675,6	1731,0	1749,4	1750,6	2073,5	2976,2	3042,1

Tableau 4-3 : Capacité de production par système d'alimentation

GWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
	-1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Stratégie														
- Réseau national	642,8	649,4	787,2	873,2	944,4	1022,8	1351,8	1979,7	2100,4	2227,4	2360,2	2807,0	6637,4	6637,4
- PER isolé	5,6	5,6	22,6	22,6	84,9	88,8	67,9	71,3	74,7	78,2	81,8	63,6	2,3	0,4
- EdG isolé	11,6	11,6	11,6	20,3	23,7	27,5								
- CL Préfectures isol.							7,7	7,9	8,0	8,2	8,4	8,3		
- Localités importantes							6,0	6,2	6,4	6,7	6,9	7,1		
- Autres localités isolées							6,5	6,7	6,9	8,5	7,3	12,7	45,9	87,6
- Auto-génération	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	248,1	248,1	248,1	248,1	12,1		
Total	1353,4	1360,0	1514,8	1609,4	1746,3	1832,4	2133,2	2319,9	2444,6	2577,1	2712,7	2910,9	6685,6	6725,4
Programme A														
- Réseau national	642,8	649,4	767,3	840,3	918,4	1001,9	1022,8	1022,8	1455,1	1903,4	1903,4	2198,2	3312,4	6637,4
- PER isolé	5,6	5,6	22,6	22,6	22,6	22,6	68,0	70,5	74,7	78,2	81,8	85,4	80,1	0,4
- EdG isolé	11,6	11,6	11,6	14,7	15,9	17,2	18,6	20,8						
- CL Préfectures isol.							7,7	7,9	8,0	8,2	8,4	8,6	10,1	
- Localités importantes														
- Autres localités isolées							7,8	8,0	6,2	7,6	6,6	14,9	23,9	87,6
- Auto-génération	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	687,0	687,0	687,0	687,0	263,9	196,1	
Total	1353,4	1360,0	1494,8	1571,0	1650,3	1735,0	1818,1	1817,0	2231,0	2684,5	2687,2	2571,1	3622,7	6725,4
Programme B														
- Réseau national	642,8	649,4	759,6	825,5	895,8	970,8	1022,8	1022,8	1022,8	1022,8	1521,2	1903,4	2284,4	3264,2
- PER isolé	5,6	5,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	70,5	110,4	143,3	81,8	85,4	80,1	0,4
- EdG isolé	11,6	11,6	11,6	14,0	14,8	15,8	16,7	18,1	19,5	21,0				
- CL Préfectures isol.														
- Localités importantes							12,0	12,5	12,9	13,3	6,9	7,1	9,0	
- Autres localités isolées											6,6	6,8	13,4	68,8
- Auto-génération	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	687,0	687,0	687,0	687,0	687,0	619,2	174,0
Total	1353,4	1360,0	1487,2	1555,4	1626,5	1702,4	1767,5	1810,8	1852,5	1887,4	2303,4	2689,7	3006,2	3507,5
Programme C														
- Réseau national	642,8	649,4	732,8	771,3	811,6	853,7	890,5	951,2	1005,6	1022,8	1022,8	1323,4	2284,4	2825,9
- PER isolé	5,6	5,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	56,6	61,4	2,6
- EdG isolé	11,6	11,6	11,6	12,7	13,0	13,4	13,8	14,8	15,8	16,9	18,2			
- CL Préfectures isol.														
- Localités importantes														
- Autres localités isolées												6,5	11,2	39,5
- Auto-génération	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	693,3	687,0	687,0	687,0	687,0	687,0	619,2	174,0
Total	1353,4	1360,0	1460,4	1499,9	1540,5	1583,1	1620,2	1675,6	1731,0	1749,4	1750,6	2073,5	2976,2	3042,1

Tableau 4-4 : Réseau national - Développement de la capacité de production

GWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
	-1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Stratégie														
RN Thermique existant	161,5	168,1	305,9	391,9	463,1	463,1	139,7	65,3	168,5	277,1	390,7	447,0		
RN Thermique nouveau						78,4	23,7	11,0	28,5	46,9	66,1	75,7		
RN Hydraulique existant	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	485,9	485,9	485,9	485,9	485,9	532,9	532,9	532,9
RN Hydraulique nouveau						78,4	730,8	1433,1	1450,6	1469,0	1488,2	1878,8	6156,1	6156,1
Total	642,8	649,4	767,2	873,2	944,4	1101,2	1360,0	1995,4	2133,5	2278,9	2430,9	2934,3	6689,0	6689,0
Programme A														
RN Thermique existant	161,5	168,1	286,0	359,0	437,1	445,2	463,1	463,1	228,1			252,1		
RN Thermique nouveau						75,4	78,4	78,4	38,6			42,7		
RN Hydraulique existant	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	485,9	485,9	485,9	485,9	532,9	532,9
RN Hydraulique nouveau									702,5	1417,5	1417,5	1417,5	2779,5	6104,5
Total	642,8	649,4	767,3	840,3	918,4	1001,9	1022,8	1022,8	1455,1	1903,4	1903,4	2198,2	3312,4	6637,4
Programme B														
RN Thermique existant	161,5	168,1	278,3	344,2	414,5	418,6	463,1	463,1	463,1	463,1	284,6			176,9
RN Thermique nouveau						70,9	78,4	78,4	78,4	78,4	48,2			29,9
RN Hydraulique existant	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	485,9	485,9	532,9	532,9
RN Hydraulique nouveau											702,5	1417,5	1751,5	2202,5
Total	642,8	649,4	759,6	825,5	895,8	970,8	1022,8	1022,8	1022,8	1022,8	1521,2	1903,4	2284,4	2942,2
Programme C														
RN Thermique existant	161,5	168,1	251,5	290,0	330,3	318,5	350,0	401,9	448,4	463,1	463,1	115,4		463,1
RN Thermique nouveau						53,9	59,2	68,0	75,9	78,4	78,4	19,5		78,4
RN Hydraulique existant	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	481,3	485,9	532,9	532,9
RN Hydraulique nouveau												702,5	1751,5	1751,5
Total	642,8	649,4	732,8	771,3	811,6	853,7	890,5	951,2	1005,6	1022,8	1022,8	1323,4	2284,4	2825,9

5. COUTS D'INVESTISSEMENT D'EXPLOITATION

5.1 Investissements

Un résumé des coûts d'investissement est donné dans le Tableau 5-1 et illustré dans la Figure 5-1. Il en résulte des différences importantes entre les totaux d'investissement dans la période de planification de 2006 à 2025 ; la différence entre le montant total de la Stratégie à moindre coût et le Programme C est de 150 millions Euros. Toutefois, la différence plus importante est visible dans l'ordre chronologique des investissements, surtout durant la première phase de 2006 à 2009. Des valeurs plus détaillées sont données dans le Tableau 5-2 pour chaque année de la période de planification.

Tableau 5-1 : Résumés des coûts d'investissement

Total des investissements	Unité	2006 / 2009	2010 / 2014	2015 / 2019	2020 / 2025	Total
Total des investissements						
- Stratégie	M Euro	576,6	367,6	722,4	81,5	1748,1
- Programme A	M Euro	186,6	536,7	588,2	432,6	1744,2
- Programme B	M Euro	80,0	616,9	271,7	371,4	1340,0
- Programme C	M Euro	59,5	490,4	322,6	163,6	1036,0
Stratégie						
- Production	M Euro	241,9	191,6	595,7	37,2	1066,4
- Transmission	M Euro	209,6	132,8	75,5	1,9	419,8
- Distribution et branchements	M Euro	109,1	43,2	51,2	42,4	245,9
- Développement du sous-secteur	M Euro	16,0				16,0
Programme A						
- Production	M Euro	41,0	284,3	441,4	296,9	1063,5
- Transmission	M Euro	62,9	191,1	111,0	54,8	419,8
- Distribution et branchements	M Euro	66,7	61,3	35,8	81,0	244,9
- Développement du sous-secteur	M Euro	16,0				16,0
Programme B						
- Production	M Euro	20,5	291,9	162,1	222,4	696,8
- Transmission	M Euro		254,0	88,4	77,4	419,8
- Distribution et branchements	M Euro	43,5	71,0	21,2	71,6	207,4
- Développement du sous-secteur	M Euro	16,0				16,0
Programme C						
- Production	M Euro	14,7	212,9	173,9	32,1	433,5
- Transmission	M Euro		216,1	126,3	75,5	417,9
- Distribution et branchements	M Euro	28,8	61,4	22,4	56,0	168,6
- Développement du sous-secteur	M Euro	16,0				16,0

Le développement des investissements peut se résumer comme suit :

- **Production** : Les coûts des investissements nécessaires pour satisfaire la demande à desservir sont plus élevés pour la Stratégie à moindre coût. Ils sont inférieurs pour les Programmes d'investissement, car ces programmes considèrent des capacités de production qui ne sont pas aussi élevées, surtout au niveau des localités nécessitant la production décentralisée.
- **Transmission** : Le niveau des investissements prévus dans la Stratégie à moindre coût est maintenu, mais la réalisation des phases est retardée. Seul le Programme C ne considère pas la dernière phase IV nécessaire pour le développement du réseau de transport.
- **Distribution et branchements** : Pour expliquer les différences entre les coûts considérés dans cette catégorie d'investissement, il faut tenir compte du fait qu'il y a dans le total deux types d'investissements, la construction des nouveaux réseaux et la réhabilitation des réseaux existants.
 - La Stratégie à moindre coût démontre les investissements les plus élevés pendant les premières années, mais sur la période de planification, elle présente le total le plus bas. Une fois les nouveaux réseaux mis en place, des nouveaux consommateurs sont branchés aux réseaux existants, nécessitant seulement des investissements pour les branchements et les compteurs. Cette croissance régulière des réseaux de distribution est prise en compte dans la détermination des coûts de maintenance.
 - Pour les Programmes d'investissement, des décalages dans la réalisation des réseaux de distribution sont considérés. Cela implique, pour deux raisons, des coûts d'investissement plus élevés: il faut renouveler les réseaux existants et les coûts pour les nouveaux réseaux sont plus élevés étant donné qu'il faut tenir compte de la croissance des populations vivant dans les localités. C'est la raison pour laquelle, le Programme A démontre les coûts d'investissement les plus élevés.
- **Développement du sous-secteur de l'électricité** : Les coûts résultant des études et des travaux nécessaires pour mettre en place la réforme institutionnelle sont maintenus, seul le moment de réalisation a été modifié.

Figure 5-1 : Comparaison des coûts d'investissement

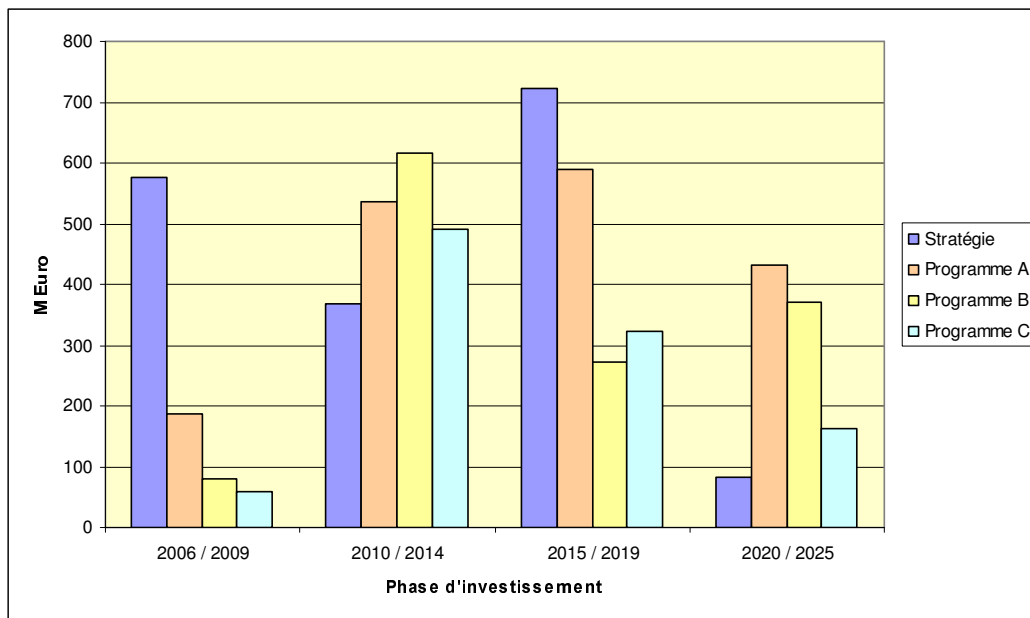


Tableau 5-2 : Développement des coûts d'investissement

Total des investissements	Unité	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Stratégie													
Total des investissements	M Euro	19,4	134,5	149,8	272,9	97,5	5,0	52,7	73,4	138,9	63,0	2,5	1,3
- Production	M Euro	1,0	24,4	72,6	143,8	75,6		9,6	30,0	76,4	56,9		
- Transmission	M Euro		62,9	62,9	83,8	6,5		37,9	37,9	50,5			
- Distribution et branchements	M Euro	10,3	41,2	12,4	45,2	15,4	5,0	5,3	5,5	12,0	6,1	2,5	1,3
- Développement du sous-secteur	M Euro	8,0	6,0	2,0									
Programme A													
Total des investissements	M Euro	17,5	18,7	24,7	125,8	140,0	252,1	79,7	4,2	60,7	72,5	104,2	3,1
- Production	M Euro	1,0	3,6	12,9	23,4	58,2	136,9	75,6		13,6	30,0	77,4	
- Transmission	M Euro				62,9	69,4	83,8			37,9	37,9	22,6	
- Distribution et branchements	M Euro	8,4	9,1	9,8	39,5	12,4	31,4	4,1	4,2	9,3	4,6	4,2	3,1
- Développement du sous-secteur	M Euro	8,0	6,0	2,0									
Programme B													
Total des investissements	M Euro	17,0	18,2	24,0	20,8	46,8	91,2	138,7	223,6	116,5	41,0	112,5	3,1
- Production	M Euro	1,0	3,6	12,9	2,9	6,0	15,2	66,0	129,1	75,6		109,2	
- Transmission	M Euro					6,5	62,9	62,9	83,8	37,9	37,9		
- Distribution et branchements	M Euro	8,0	8,6	9,1	17,9	34,3	13,1	9,8	10,7	3,1	3,2	3,3	3,1
- Développement du sous-secteur	M Euro	8,0	6,0	2,0									
Programme C													
Total des investissements	M Euro	15,8	16,7	19,3	7,6	14,1	1,6	92,4	122,9	259,3	78,0	4,1	2,5
- Production	M Euro	1,0	3,6	10,0				15,2	58,2	139,4	75,6	1,1	
- Transmission	M Euro					6,5		62,9	62,9	83,8			
- Distribution et branchements	M Euro	6,8	7,1	7,3	7,6	7,6	1,6	14,3	1,8	36,0	2,4	3,0	2,5
- Développement du sous-secteur	M Euro	8,0	6,0	2,0									

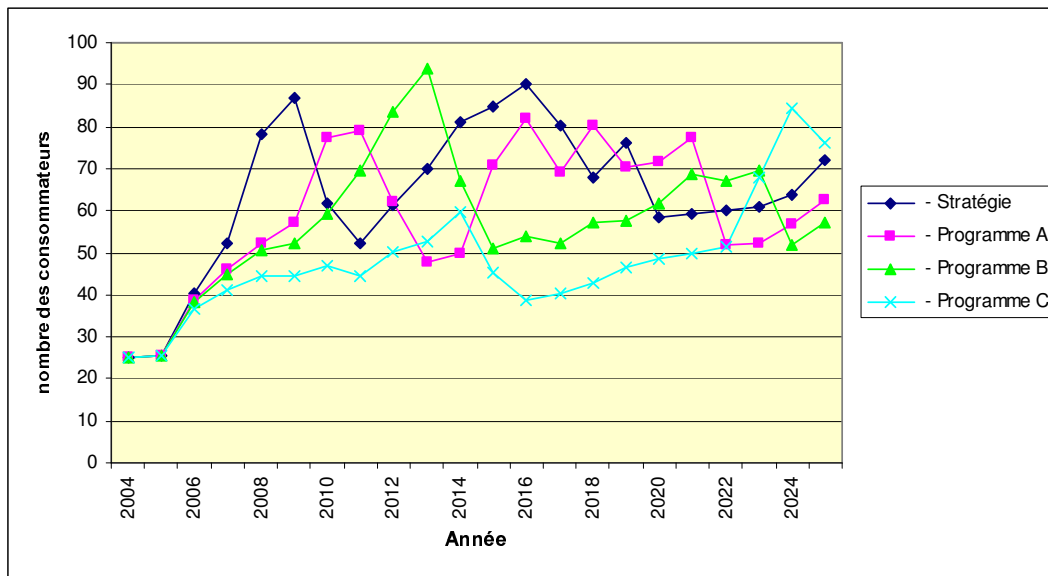
5.2 Coûts d'exploitation

5.2.1 Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation diffèrent considérablement dans les 4 plans d'investissement. Ces variations des coûts d'exploitation découlent de l'échéancier des projets réalisés. La Figure 5-2 compare les coûts d'exploitation correspondant aux plans d'investissement, les valeurs sont données dans le Tableau 5-3.

On peut constater que dans la Stratégie à moindre coût, les coûts d'exploitation augmentent plus vite, tandis qu'avec le développement du parc de production hydroélectrique, ils diminuent du fait des économies en combustible. A long terme, les coûts d'exploitation atteindront des niveaux similaires, comme on peut le voir en détail dans le Tableau 5-3.

Figure 5-2 : Coûts d'exploitation



5.2.2 Coûts de combustible

L'évolution des coûts du combustible des différents plans d'investissement est comparée dans la Figure 5-2. Les Programmes d'investissement B et C enregistrent les coûts les plus élevés, en raison des délais de réalisation enregistrés lors des phases de développement du réseau de transport et des centrales hydroélectriques, ce qui entraîne par conséquent une production décentralisée plus élevée, avec des coûts de combustible plus élevés.

Figure 5-3 : Coûts de combustible

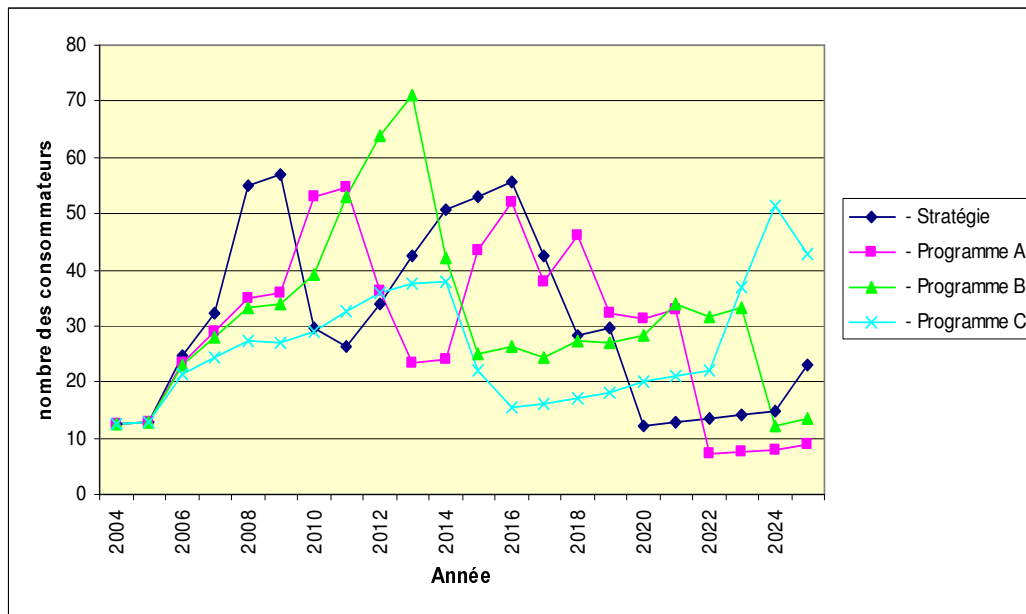


Tableau 5-3 : Coûts d'exploitation

	Unité	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025
		-1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Stratégie															
Total des coûts d'exploitation	M Euro	25,0	25,5	40,1	52,4	78,0	86,8	61,9	52,4	61,3	69,9	81,3	84,7	58,5	71,9
- Combustibles	M Euro	12,5	12,9	24,7	32,2	54,9	56,8	29,8	26,2	34,0	42,5	50,8	52,9	12,2	22,9
+ Réseau national	M Euro	9,8	10,2	18,6	23,8	29,0	29,0	8,7	4,1	10,7	17,7	25,1	28,9		
+ Génération décentralisée	M Euro	2,7	2,7	6,1	8,5	25,9	27,9	21,0	22,1	23,3	24,8	25,7	24,0	12,2	22,9
- Exploitation et maintenance	M Euro	12,5	12,6	15,5	20,2	23,2	30,0	32,1	26,2	27,3	27,4	30,5	31,8	46,3	48,9
+ Exploitation des installations existantes	M Euro	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1							
+ Production	M Euro														
++ Production réseau national	M Euro			0,0	0,4	1,7	4,2	5,8	5,8	6,0	6,5	7,9	9,1	19,0	19,0
++ Production décentralisée	M Euro				0,1	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	1,4	2,1
+ Transmission	M Euro	8,4	8,4	8,4	9,7	10,9	12,7	12,7	12,7	13,5	14,2	15,2	15,2	16,8	16,8
+ Distribution et branchements	M Euro		0,1	0,5	2,4	2,9	5,0	5,6	5,8	6,0	6,2	6,7	6,9	9,2	11,0
+ Amélioration de la productivité	M Euro			2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	1,5	1,5					
Programme A															
Total des coûts d'exploitation	M Euro	25,0	25,4	38,9	46,0	52,4	57,0	77,3	78,0	62,0	47,6	49,9	70,0	71,7	71,8
- Combustibles	M Euro	12,5	12,9	23,4	29,0	34,9	35,8	53,1	54,8	36,3	23,3	24,2	43,5	31,4	22,9
+ Réseau national	M Euro	9,8	10,2	17,4	21,8	27,3	27,8	29,0	29,2	14,5			16,3		
+ Génération décentralisée	M Euro	2,7	2,7	6,1	7,3	7,6	8,0	24,1	25,6	21,9	23,3	24,2	27,2	31,4	22,9
- Exploitation et maintenance	M Euro	12,5	12,5	15,4	16,9	17,5	21,2	24,2	24,0	25,7	24,3	25,8	27,3	40,4	48,8
+ Exploitation des installations existantes	M Euro	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1							
+ Production	M Euro														
++ Production réseau national	M Euro			0,0	0,1	0,2	0,5	1,7	4,2	5,8	5,8	6,0	6,5	15,9	19,0
++ Production décentralisée	M Euro				0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,8	2,1
+ Transmission	M Euro	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	9,8	11,0	12,7	12,7	12,7	13,5	14,2	16,1	16,8
+ Distribution et branchements	M Euro		0,1	0,4	0,8	1,3	3,2	3,8	5,3	5,4	5,5	5,9	6,1	7,5	10,9
+ Amélioration de la productivité	M Euro			2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	1,5	1,5					
Programme B															
Total des coûts d'exploitation	M Euro	25,0	25,4	38,4	44,8	50,6	52,2	59,4	69,4	83,4	93,7	67,1	50,9	61,6	70,1
- Combustibles	M Euro	12,5	12,9	23,0	27,9	33,2	33,8	39,2	53,1	64,0	71,1	42,1	25,0	28,4	30,2
+ Réseau national	M Euro	9,8	10,2	16,9	20,9	25,9	26,2	29,0	29,2	29,4	29,6	18,3			12,2
+ Génération décentralisée	M Euro	2,7	2,7	6,1	7,1	7,3	7,6	10,2	23,9	34,7	41,5	23,8	25,0	28,4	18,0
- Exploitation et maintenance	M Euro	12,5	12,5	15,4	16,9	17,4	18,5	20,2	16,3	19,4	22,6	25,0	25,9	33,1	39,9
+ Exploitation des installations existantes	M Euro	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1							
+ Production	M Euro														
++ Production réseau national	M Euro			0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,5	1,7	4,2	5,8	5,8	11,1	12,3
++ Production décentralisée	M Euro						0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	1,5
+ Transmission	M Euro	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,5	8,5	9,9	11,0	12,7	13,5	14,2	15,2	16,8
+ Distribution et branchements	M Euro		0,0	0,4	0,8	1,2	2,1	3,7	4,4	4,8	5,3	5,5	5,6	6,4	9,3
+ Amélioration de la productivité	M Euro			2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	1,5	1,5					
Programme C															
Total des coûts d'exploitation	M Euro	24,9	25,4	36,7	41,0	44,7	44,5	47,0	44,6	50,3	52,7	59,5	45,1	48,5	75,9
- Combustibles	M Euro	12,5	12,9	21,4	24,3	27,5	26,8	28,9	32,6	36,0	37,5	38,0	22,0	20,0	42,9
+ Réseau national	M Euro	9,8	10,2	15,3	17,6	20,6	19,9	21,9	25,3	28,4	29,6	29,8	7,5		31,9
+ Génération décentralisée	M Euro	2,7	2,7	6,1	6,7	6,8	6,9	7,1	7,3	7,6	7,9	8,2	14,6	20,0	11,0
- Exploitation et maintenance	M Euro	12,5	12,5	15,3	16,7	17,2	17,7	18,1	12,0	14,3	15,3	21,5	23,1	28,5	33,0
+ Exploitation des installations existantes	M Euro	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1							
+ Production	M Euro														
++ Production réseau national	M Euro			0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	1,7	4,2	5,8	7,7	7,7
++ Production décentralisée	M Euro											0,2	0,2	0,3	0,9
+ Transmission	M Euro	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,5	8,5	8,5	9,7	11,0	12,7	12,7	15,2	16,7
+ Distribution et branchements	M Euro		0,0	0,4	0,7	1,0	1,4	1,8	1,8	2,5	2,6	4,4	4,5	5,4	7,7
+ Amélioration de la productivité	M Euro			2,5	3,5	3,5	3,5	3,5	1,5	1,5					