



REPUBLIQUE DU CONGO

Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique
Société Nationale d'Electricité

Schéma Directeur Production Transport

Schéma Directeur Production

Version finale



TABLE DES MATIERES

1. SYNTHESE	5
2. INTRODUCTION	7
3. METHODOLOGIE	7
4. HYPOTHESES	9
4.1 HYPOTHESES DE PRODUCTION.....	9
4.1.1 Parc hydraulique existant	9
4.1.2 Parc hydraulique futur.....	9
4.1.3 Parc thermique existant.....	10
4.1.4 Parc thermique futur	12
4.1.5 Autres Energies renouvelables	12
4.1.6 Echanges avec les pays voisins	14
4.2 HYPOTHESES DE CONSOMMATION	14
5. PLAN DE DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION	16
5.1 HYPOTHESES.....	16
5.2 RENFORCEMENTS COURT TERME	16
5.2.1 Réhabilitation des groupes diesel de la CTB	17
5.2.2 Renforcement de la centrale de Djéno	17
5.2.3 Alternative 2019 : conversion CCG ou 3 ^{ème} TAG.....	19
5.3 DEVELOPPEMENT DU PARC HYDRAULIQUE.....	20
5.4 DEVELOPPEMENT DU PARC THERMIQUE	22
5.5 RECAPITULATIF.....	23
6. CONCLUSION	24
ANNEXES	26
A.1. LOCALISATION DES PRINCIPAUX SITES HYDRAULIQUES POTENTIELS.....	27
A.2. SEMAINES TYPE POUR 2035	28
A.3. DIMANCHE TYPE DE 2025	34
A.4. COURBE DE CHARGE DU LUNDI - MARS 2015.....	35
A.5. COURBE DE CHARGE DU MARDI - MARS 2015	36
A.6. COURBE DE CHARGE DU MERCREDI - MARS 2015.....	36
A.7. COURBE DE CHARGE DU JEUDI - MARS 2015	37

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

A.8.	COURBE DE CHARGE DU VENDREDI - MARS 2015	37
A.9.	COURBE DE CHARGE DU SAMEDI - MARS 2015.....	38
A.10.	COURBE DE CHARGE DU DIMANCHE - MARS 2015.....	38
A.11.	DELESTAGE PAR ANNÉE POUR L'OPTION PRÉCONISÉE .	39
A.12.	DELESTAGE PAR ANNÉE POUR L'OPTION THERMIQUE ...	40

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1: Puissances installées et disponibles pour les sites hydrauliques.....	21
Tableau 2: Volumes de délestage annuel pour l'option hydraulique.....	39
Tableau 3: Volumes de délestage annuel pour l'option thermique.....	40

TABLE DES FIGURES

Figure 1: Evolution de la capacité installée et de la pointe de la demande de 2015 à 2035	24
Figure 2: Localisation des principaux sites hydrauliques au Congo.....	27

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

ACRONYMES

CCG	Cycle Combiné Gaz
CEC	Centrale Electrique du Congo
CED	Centrale Electrique de Djéno
CTB	Centrale Thermique de Brazzaville
DDO	Distillate Diesel Oil (diesel)
END	Energie Non Desservie
GWh	Giga Watt heure (10^9 Wh)
kWh	kilo Watt heure (10^3 Wh)
LOLP	Loss of Load Probability
MEH	Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique
MW	Méga Watt (10^6 W)
MWh	Méga Watt heure (10^6 Wh)
RNI	Réseau National Interconnecté
SNE	Société Nationale d'Electricité (Congo)
SNEL	Société Nationale d'Electricité (RDCongo)
TAG	Turbine à Gaz
TAV	Turbine à Vapeur

1. SYNTHESE

Le Congo dispose d'un fort potentiel hydraulique, qui est pour l'instant assez peu exploité, c'est également un producteur de gaz. La SNE est la société publique nationale en charge du domaine de l'électricité. Le Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique a fait appel à EDF pour la réalisation de son schéma directeur Production-Transport pour la période 2015-2035.

Sur la période étudiée, le scénario retenu pour la prévision de la demande prévoit en 2035 une pointe de charge de 1 444 MW, pour une énergie annuelle de 9 947 GWh, pour le Réseau National Interconnecté. En 2015, la pointe est prévue à 407 MW pour une énergie de 2 117 GWh. L'augmentation dépasse donc 350 % en 20 ans. Dans ces conditions, il est nécessaire de renforcer le parc de production de manière importante.

Pour le renforcement du parc de production, il existe deux possibilités : un renforcement principalement hydraulique ou un renforcement principalement thermique. Les deux possibilités ont été étudiées.

Le parc de production existant présente plusieurs particularités :

- l'existence d'une période d'étiage de 4 mois (juin à septembre inclus) qui réduit fortement la puissance disponible des centrales hydrauliques
- la présence de 2 groupes de taille très importante sur le réseau (en comparaison de la puissance appelée par ce dernier). Les arrêts programmés ou fortuits de ces groupes doivent être examinés particulièrement. En effet, la puissance d'un groupe de production est en général limitée à 8 ou 10 % de la puissance totale du système. Les groupes de la CEC ont actuellement une puissance supérieure à 30 % de la puissance totale du système, ce qui signifie que même si la puissance installée reste supérieure à la demande en cas d'arrêt d'un de ces groupes, des délestages peuvent se produire. Le programme de maintenance des groupes de la CEC a donc été détaillé sur la période d'étude.

Compte tenu de l'absence d'étude de faisabilité pour la majorité des sites hydrauliques, il a été nécessaire de prendre un certain nombre d'hypothèses. Ces hypothèses concernent principalement le coût du kWh produit par chaque barrage. **Il est donc nécessaire de lancer les études de faisabilité des barrages cités dans cette étude et également de tous les barrages avec réservoirs pluriannuel ou sans période d'étiage (Sounda).**

En 2019, les groupes de la CEC seront convertis en CCG, nous avons supposé que cette opération nécessiterait 2 mois d'indisponibilité par groupe. Compte tenu du poids de ces groupes dans le plan de production, la mise en service pour 2019 de 2 TAG de 33 MW chacune est recommandée, en plus des renforcements prévus par la SNE, à savoir la remise en service d'une TAG de 20 MW sur la centrale de Djéno et la rénovation des 2 groupes de Djoué.

Pour la solution hydraulique, la mise en service des barrages de Mourala, Sounda, Kouembali, Chollet, Nyanga et Makabama est recommandée. L'ordre de mise en service de ces barrages pourra être revu suivant les résultats des études de faisabilité, qu'il est urgent de lancer.

La solution thermique prévoit la mise en service de deux CCG de 216 MW chacun, identiques aux groupes de la CEC après conversion, et la mise en service des barrages de Mourala, Kouembali, Chollet et Nyanga, dont les études de faisabilité doivent de la même manière être lancées rapidement ; l'ordre de mise en service des barrages pourra être modifié selon les résultats de ces études.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

Les calculs économiques effectués, donnent un coût moyen du kWh en 2035 de 23.4 XAF pour la solution hydraulique et 26.7 XAF pour la solution thermique. Il faut noter que les prix du gaz sont bas et il semble peu probable qu'ils restent à ce niveau pour la période étudiée, de plus nous n'avons pas tenu compte du prix du CO₂ qui pourrait augmenter le prix de la solution thermique.

Pour toutes ces raisons, la mise en œuvre de la solution hydraulique est préconisée, avec une utilisation en base du barrage de Sounda afin de minimiser l'effet de l'étiage sur la production hydraulique.

Il est donc nécessaire de lancer immédiatement le plan court terme qui prévoit la mise en service de deux TAG de 33 MW pour la centrale de Djéno, de lancer la réalisation du barrage de Mourala (seul barrage disposant d'une étude de faisabilité) et les études de faisabilité des autres barrages, en priorité les barrages qui disposent d'un réservoir pluriannuel ou qui permettent de réguler un bassin hydraulique, par exemple le bassin de la Bouenza..

2. INTRODUCTION

La Société Nationale d'Electricité au Congo (SNE) gère les ouvrages électriques, propriété de l'Etat.

Le système électrique est composé du Réseau National Interconnecté (RNI, desservant les 2 agglomérations principales : Brazzaville et Pointe Noire), et de centres isolés. Le système électrique du Congo est interconnecté avec le réseau de la République Démocratique du Congo par une ligne 220 kV qui relie les capitales Brazzaville et Kinshasa.

Le parc de production existant pour le RNI comprend 3 centrales thermiques, majoritairement alimentées au gaz et 3 centrales hydrauliques. Les 2 centrales thermiques gaz sont exploitées par un producteur indépendant, la Centrale Electrique du Congo (CEC) ; quant aux centrales hydrauliques, elles sont exploitées par la SNE.

La puissance thermique installée est de 364,5 MW, la puissance hydraulique installée est de 209 MW. Cependant cette dernière puissance est fortement réduite lors de la période d'été. De plus, les deux groupes de production de la centrale du Djoué, d'une puissance de 7.5 MW chacun, sont en cours de réhabilitation. A la remise en service, les groupes auront une puissance unitaire de 9 MW.

Pour le RNI, en 2015, la pointe de puissance est prévue à 407 MW, pour une énergie annuelle produite de 2 117 GWh. Pour 2035, toujours pour le RNI la pointe est prévue à 1 444 MW, pour une valeur annuelle de l'énergie à 9 947 GWh. Ce qui signifie qu'en 20 ans la demande va être multipliée par plus de 4, il est donc nécessaire de renforcer fortement la puissance installée au Congo sur la période étudiée 2015-2035.

Le but de ce rapport est de présenter les différentes options de renforcement du parc de production du Congo pour la période 2015-2035 pour le Réseau National Interconnecté, RNI, sans prendre en compte les centres isolés.

3. METHODOLOGIE

Le schéma directeur production doit permettre d'assurer l'alimentation de la consommation du RNI au meilleur coût pour la période étudiée, dans le respect des critères de planification, L'étude doit donc définir le type des groupes de production (thermique ou hydraulique) à installer, les puissances correspondantes ainsi que les années de mise en service.

Pour un schéma directeur production, le critère de planification généralement retenu est la probabilité de défaillance d'alimentation, dénommée LOLP (Loss of Load Probability), qui donne annuellement le nombre d'heures pour lesquelles on admet une probabilité de ne pas pouvoir alimenter l'ensemble de la charge. Ce critère, le LOLP, est lié à un autre critère, qui est le coût de l'énergie non distribuée END. En effet au nombre d'heures accepté de risque de ne pouvoir alimenter toute la charge, correspond une énergie non distribuée, qui est valorisée au coût de l'énergie non distribuée. Cette valeur doit être inférieure ou égale à l'annuité du renforcement de production nécessaire pour alimenter cette charge, à laquelle il faut ajouter le coût du combustible et les charges de fonctionnement fixe et variable.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

Les objectifs de LOLP fixés sont les suivants (conformément au rapport de démarrage) :

- 300 h en 2020
- 100 h en 2025
- 50 h en 2030
- 20 h en 2035

Et pour le coût de l'END :

- 2020 : 200 FCFA
- 2025 : 300 FCFA
- 2030 : 450 FCFA
- 2035 : 600 FCFA

Pour chaque année de la période étudiée, on compare la monotone de charge, c'est-à-dire les 8 760 points horaire classés, avec la puissance disponible réduite du pourcentage d'indisponibilité fortuit (cela suppose que la maintenance peut être faite à un moment où la demande est plus faible). Lorsque le nombre d'heures, pour lesquelles la puissance disponible abattue est inférieure à la prévision de consommation (c'est-à-dire qu'il y a risque de délestage), est supérieur au LOLP, on renforce la production afin de rester dans les objectifs de LOLP fixé.

Cependant le parc de production du Congo présente certaines particularités. En effet, en général la puissance unitaire d'un groupe de production est comprise en 8 et 10% de la puissance totale du système, afin d'éviter des problèmes de stabilité et également de N-1 en cas de déclenchement d'un groupe. Les 2 groupes de la CEC ont une puissance unitaire de 146 MW, qui représente plus du tiers de la pointe de consommation en 2015. Or chacun de ces groupes va être converti en CCG d'une puissance unitaire de 216 MW en 2019, ce qui représentera encore 15 % de la pointe de consommation prévue en 2035. L'indisponibilité d'un groupe de la CEC a un impact important sur l'alimentation en électricité du RNI qui ne peut être pris en compte par le simple fait d'abattre la puissance disponible par le facteur de disponibilité programmé, Kip. Dans le cas d'utilisation du Kip, la puissance disponible du groupe est réduite suivant le coefficient de disponibilité, alors que dans la réalité, lorsque le groupe n'est pas disponible, il ne fournit pas d'électricité. Le bilan en énergie annuelle produite est similaire mais les effets sont différents compte tenu de la taille des groupes, leur indisponibilité peut conduire au délestage, ce qui n'apparaît pas nécessairement en utilisant le coefficient de disponibilité.

Il est donc nécessaire d'adopter une autre approche que le LOLP. Les périodes de maintenance des groupes de la CEC ont été prises en compte, et les prévisions de charge ont été comparées avec la puissance disponible afin d'établir s'il y avait délestage et la valeur associée le cas échéant, ceci afin de calculer si le coût d'un renforcement était ou non supérieur au coût de l'énergie délestée et donc si un renforcement de production était profitable.

Sur la période 2015-2035, les différents types de maintenance des groupes de la CEC ont été placés : lavage mensuel, entretien court, entretien parties chaudes et conversion, en respectant les règles utilisées par la CEC pour le planning opérationnel.

4. HYPOTHESES

4.1 HYPOTHESES DE PRODUCTION

4.1.1 PARC HYDRAULIQUE EXISTANT

Le parc hydraulique existant est composé des centrales de Moukoulou, Imboulou et Djoué. Il existe une période d'étiage qui s'étend de juin à septembre inclus, pendant laquelle la puissance disponible des groupes est fortement réduite.

La centrale de Djoué initialement équipée de deux groupes de 7,5 MW chacun, est pour l'instant en réhabilitation. Un premier groupe sera remis en service en 2016 et un second en 2017, la puissance nominale des groupes va passer de 7,5 à 9 MW. Il n'y a pas de période d'étiage sur cette centrale.

La centrale d'Imboulou est équipée de 4 groupes de 30 MW chacun. En période normale, la puissance produite est de 110 MW à la pointe et de 85 MW en période creuse. Pendant la période d'étiage, la puissance produite est de 75 MW à la pointe et de 64 MW en période creuse. Le facteur de charge est de 65 %.

La période de pointe s'étend de 18 à 22 h tous les jours de semaine et la période creuse couvre les autres heures de la semaine.

La centrale de Moukoulou est équipée de 4 groupes de 18,5 MW chacun. La puissance produite est de 62 MW en période normale et de 26 MW en période d'étiage. Le facteur de charge est 76 %.

Compte tenu de la période d'étiage, la maintenance de ces groupes est supposée effectuée pendant cette période, ce qui permet de ne pas réduire la disponibilité des groupes quand l'eau est disponible. En ce qui concerne les indisponibilités fortuites, une valeur standard de 5 %, soit 438 h par an, a été prise.

4.1.2 PARC HYDRAULIQUE FUTUR

Le Congo a un très fort potentiel hydroélectrique et de nombreux sites de barrage ont été identifiés. Cependant seul le site de Mourala a fait l'objet d'une étude de faisabilité. Il est nécessaire que les autres sites identifiés fassent rapidement l'objet d'une étude de faisabilité, étude qui permettra de déterminer le productible, la puissance installée et le coût de l'investissement du barrage, et d'obtenir ainsi le coût de production. Compte tenu du manque de données, un certain nombre d'hypothèses ont été prises :

- Le facteur de charge des nouveaux barrages est pris égal à 70 %
- Le barrage d'Imboulou a été pris en référence pour le coût du kWh (19.3 FCFA¹), ce coût a été augmenté de 5 % successivement pour chaque nouveau barrage dans l'ordre de leur mise en service. Les études de faisabilité permettront de déterminer le coût de production

¹ Ce coût se base sur un coût de construction du barrage d'Imboulou de 340 M\$, conformément au document « Présentation du complexe hydro-électrique d'Imboulou », et diffère de celui présenté dans l'Etude tarifaire et de la demande en Electricité en République du Congo, réalisé par Artélia, qui se base sur un coût de construction du barrage de 235 M\$ (p224), donnant un coût de production de 12.4 FCFA/kWh

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

de chaque barrage, ce qui pourra modifier l'ordre de mise en service de ceux-ci mais ne changera pas le principe général de cette étude.

- Tous les nouveaux barrages sont supposés présenter une période d'étiage similaire aux barrages déjà en service, à l'exception du barrage de Sounda, qui dispose d'un réservoir pluriannuel (pas de période d'étiage) ainsi que le barrage de Chollet qui dispose d'un réservoir pluriannuel.

Compte tenu de ces hypothèses, les barrages suivants ont été considérés pour le plan de développement de la production :

- Mourala, d'une puissance installée de 101 MW, avec l'hypothèse d'un coût de production de 20.3 XAF/kWh (5 % plus élevé que celui d'Imboulou).
- Sounda, d'une puissance installée de 500 MW, qui sera mis en service par tranche, avec l'hypothèse d'un coût de production de 21.3 XAF/kWh (augmenté de 5 % par rapport à celui pris pour Mourala).
- Kouembali, d'une puissance installée de 150 MW, avec l'hypothèse d'un coût de production de 22.3 XAF/kWh (augmenté de 5 % par rapport à celui pris pour Sounda).
- Chollet, d'une puissance disponible pour le Congo de 150 MW, le reste de la production étant disponible pour le Cameroun, avec l'hypothèse d'un coût de production de 23.5 XAF/kWh (augmenté de 5 % par rapport à celui de Kouembali).
- Nyanga, d'une puissance installée de 230 MW, avec l'hypothèse d'un coût de production de 24.6 XAF/kWh (augmenté de 5 % par rapport à celui pris pour Chollet)
- Makabama, d'une puissance installée de 150 MW, avec l'hypothèse d'un coût de production de 25.9 XAF/kWh (augmenté de 5 % par rapport à celui pris pour Nyanga)

Le projet du barrage de Chollet, sur la rivière Dja, a fait l'objet d'une étude de préfaisabilité. La puissance de cet ouvrage varie entre 300 et 600 MW selon la taille de la retenue. La puissance retenue serait de 300 MW pour limiter l'impact environnemental coté Cameroun. Coté Congo, ce barrage serait développé principalement pour alimenter des projets miniers proches du barrage. En effet, si ce barrage est situé au nord du Congo, sa retenue se situe au Cameroun. Compte tenu du manque d'information sur ce projet, nous avons retenu la valeur basse de la puissance, afin de ne pas prendre un risque vis-à-vis de l'équilibre production/consommation du Congo, dans le cas où la puissance retenue serait inférieure aux hypothèses. De même nous avons pris l'hypothèse d'un partage homogène de la puissance disponible entre le Cameroun et le Congo. Nous avons également supposé que compte tenu du réservoir pluriannuel, ce barrage, comme celui de Sounda pourrait être utilisé en base sans modulation heures pleines/heures creuses.

Comme pour les barrages existants, la maintenance des groupes des futurs barrages est supposée être effectuée pendant la période d'étiage, ce qui permet de ne pas réduire la disponibilité des groupes quand l'eau est disponible. En ce qui concerne les indisponibilités fortuites, une valeur standard de 5 %, soit 438 h par an, a été prise.

4.1.3 PARC THERMIQUE EXISTANT

Le parc thermique existant est composé de 3 centrales : la Centrale Electrique de Djéno (CED), la Centrale Thermique de Brazzaville (CTB) et la Centrale Electrique du Congo (CEC).

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

La centrale de Djéno est composée de deux TAG de 20 MW chacune, toutes deux actuellement hors service. La réhabilitation d'un groupe est prévue avec une remise en service en 2016.

La CTB est équipée de 10 groupes diesel, fonctionnant au DDO, d'une puissance unitaire de 3,25 MW. Pour l'instant 2 groupes sont hors service et la puissance unitaire disponible des groupes restant est de 2,1 MW.

La CEC est équipée de deux turbines à gaz d'une puissance unitaire de 146 MW. En 2019, ces groupes seront convertis en CCG par l'adjonction à chacune d'elles d'une turbine à vapeur de 70 MW environ.

Pour l'ensemble de ces groupes, une indisponibilité fortuite de l'ordre de 5 % a été supposée. En ce qui concerne la CTB et la centrale de Djéno, nous supposons que la maintenance peut être placée lorsque les groupes de la centrale ne sont pas nécessaires au réseau. En revanche, pour la CEC, compte tenu de son impact sur la production de la SNE, et comme évoqué précédemment, sa maintenance a été détaillée.

Les différentes maintenances de la CEC sont précisées ci-dessous :

- Chaque groupe de la CEC fait l'objet d'un lavage mensuel réalisé entre 2 h du matin et 18 h le dimanche, y compris pendant les périodes d'étiage
- Les entretiens courts, d'une durée d'une semaine, interviennent tous les 8 mois environ. En moyenne il y a 3 entretiens courts pour une période de deux ans par machine, soit 3 entretiens par an pour les 2 machines. Ces entretiens sont placés hors période d'étiage.
- Les entretiens parties chaudes, d'une durée d'un mois pour chaque groupe, sont planifiés selon le nombre d'heures de fonctionnement en prenant en compte le nombre de déclenchements. Le prochain entretien parties chaudes est planifié en 2018 pour un groupe et le second sera effectué en 2019 pendant la conversion en CCG. Pour l'instant leur périodicité est de 30 mois et puisque le fonctionnement de la CEC est amélioré, cette périodicité s'allonge. Au delà de 2019, nous avons adopté une périodicité de 3 ans dans la mesure où le fonctionnement du système électrique est amélioré d'une part et que d'autre part compte tenu du renforcement de la production, les groupes de la CEC seront moins sollicités.

Enfin en 2019, les deux TAG seront converties en cycle combiné par l'adjonction à chaque groupe d'une turbine à vapeur de 70 MW environ. Nous avons supposé que la durée d'intervention sur chacun des groupes serait de 2 mois, cette durée de conversion est conforme aux informations recueillies sur le sujet. Ces conversions ont été placées hors de la période d'étiage.

Depuis la mise en service de la CEC en 2010, le prix de vente de son kWh est de 25 XAF (basé sur l'utilisation du gaz de torchère du champ de Mboundi). Suite à la modification de l'origine gaz (champ gazier de Litchendjili) et en conséquence de son coût (110 \$ pour 1 000 m³), la CEC a demandé une augmentation du prix du kWh à 45 XAF. Ce prix de 45 XAF par kWh a été retenu pour les calculs économiques. Cependant le prix du gaz au Congo n'est pas au niveau des prix mondiaux du gaz et même si le cours des produits pétroliers et gaziers est bas actuellement, il semble que sur la période couverte par le Schéma Directeur, les prix des produits pétroliers et gaziers remonteront de manière significative. Selon le MEH, les ressources en gaz disponible permettraient d'alimenter 2 000 MW de production.

10 % du territoire. Il semble judicieux de réserver ce type de production pour des centres isolés du nord du Congo.

4.1.5.2 Eolien

En ce qui concerne le potentiel éolien, il n'y a pas à ce jour été détecté de zone bénéficiant de vent suffisant et constant permettant d'envisager l'installation de fermes éoliennes.

4.1.5.3 Biomasse

L'utilisation des agro déchets est également une source potentielle pour la production d'électricité. En effet il est possible d'utiliser les déchets agricoles afin de produire de l'électricité. Une méthode d'utilisation des agro déchets est de les faire fermenter dans un digesteur pour produire du gaz méthane, qui sera ensuite utilisé pour alimenter une centrale de production classique. Il existe différentes centrales de ce type en Europe et en Afrique. Il est nécessaire d'évaluer le potentiel d'agro déchets des zones du Congo afin d'estimer si ce type d'installation serait rentable.

L'utilisation des résidus de l'industrie forestière est également une autre filière exploitable (combustion des résidus dans une chaudière, production de vapeur alimentant une TAV) telle qu'installée sur le site CIB de Pokola.

4.1.5.4 Limites et opportunités d'utilisation des ENR

Néanmoins, il faut noter que certes ce type d'énergie bénéficie d'un coût de combustible (vent ou soleil) gratuit, mais l'investissement nécessaire pour les éoliennes, les panneaux solaires ou les centrales solaires à concentration est élevé. De plus cette énergie n'est pas disponible en permanence, avec facteur de charge inférieur à 50 % pour le solaire classique et entre 30 et 40 % pour des sites éoliens intéressants. D'autre part, ce type de production n'est pas apte au réglage de la fréquence, a des possibilités limitées de réglage de la tension et son inertie est faible ou nulle. Compte tenu de la disponibilité faible de ce type d'énergie (absence de participation du solaire pour passer de la pointe le soir, caractère intermittent de l'éolien), il est nécessaire de doubler ce type de production par une production classique. L'économie apportée par ce type de production ne se fait que par l'économie de combustible, ce qui donne une rentabilité très faible. Dans de nombreux pays, le développement des énergies renouvelables n'est possible que grâce à des subventions publiques.

La meilleure option pour ce type de production est une combinaison public/privée, sous forme d'IPP pour l'investissement, avec rachat de l'énergie produite par la compagnie nationale d'électricité, ce qui permet à cette dernière des économies de combustible sans avoir à supporter l'investissement.

De plus la solution avec des énergies renouvelables **est tout à fait envisageable dans le cas de réseaux isolés, car cela permet d'alimenter en électricité des villages isolés où la consommation est faible et qui sont très éloignés du réseau national**. Pour ces situations, le coût du raccordement serait très élevé et la faible consommation ne permettrait pas de rentabiliser l'installation. Cette solution permet d'augmenter le taux d'électrification, en limitant les investissements mais en proposant un service moins performant que celui du réseau national. Cette solution peut être temporaire en attendant la croissance de la consommation, qui permettra un raccordement au réseau national, lorsque celui-ci sera rentable.

4.1.6 ECHANGES AVEC LES PAYS VOISINS

Le plan de développement de la production a été construit sur le corps d'hypothèses suivant :

- le Congo sera auto-suffisant, c'est-à-dire qu'il ne sera pas dépendant d'importation depuis les pays voisins pour couvrir sa demande
- le surplus d'énergie disponible (lorsque la puissance disponible excède la demande) peut être exportée.

Le Congo fait partie du Pool Energétique de l'Afrique Centrale, PEAC, avec l'Angola, le Burundi, le Cameroun, la République Centrafricaine, la République Démocratique du Congo, le Gabon, la Guinée Equatoriale, Sao Tomé et Principe et le Tchad. Le Congo est interconnecté avec la République Démocratique du Congo une étude est lancée pour une interconnexion avec le Gabon et la mise en œuvre du barrage de Chollet devrait permettre l'interconnexion avec le Cameroun. Cependant, il n'existe pas à l'heure actuelle de contrat ferme de vente d'énergie vers un autre système électrique. Dans ces conditions, sans un niveau d'export fixé pour la période étudiée, le plan de renforcement du parc de production du Congo prévoit la couverture de ses besoins propres en électricité, et permet, lors des périodes de moindre sollicitation du parc pour les besoins domestiques, des échanges d'opportunités, le Congo exportant ses surplus de puissance si d'autres pays interconnectés sont demandeurs.

Le graphique p23, qui présente la puissance installée et la pointe de la demande année après année : le réservoir de production exportable apparaît au dessus de la courbe de demande)

4.2 HYPOTHESES DE CONSOMMATION

Le rapport de prévision de la demande a établi trois scénarii pour l'évolution de la consommation jusqu'en 2035, il a été décidé de retenir le scénario intermédiaire, qui prévoit en 2035 une puissance à la pointe de 1 444 MW pour une énergie produite de 9 947 GWh. Ces données ont été utilisées pour construire les différentes valeurs de consommation nécessaires aux calculs sur la période étudiée.

Rappel : l'étude de la demande a campé la demande de consommation sur le RNI à l'horizon 2035. Elle a notamment intégré les objectifs sectoriels de raccordement des centres isolés au RNI et l'agrégation de la demande des 4 zones économiques spéciales.

Afin de déterminer si le parc de production permet de couvrir la demande, et donc le niveau de délestage éventuel, il convient de comparer la demande avec les puissances disponibles des groupes de production. Pour cela, il est nécessaire de disposer des courbes de charge journalière et hebdomadaire au pas horaire pour chaque année étudiée. Ces courbes doivent correspondre à la demande réelle du système, et pas à la charge alimentée, telle qu'enregistrée au dispatching, qui correspond à la puissance produite par les groupes de production disponibles.

Les courbes à pas horaire ont dues être reconstituées à partir des informations disponibles :

- Les 8 760 points horaire de l'année 2014. Cette année n'a pu être utilisée comme référence, car elle a connu un délestage important à cause des nombreux incidents sur le réseau, des périodes de maintenance longues sur les 2 TAG de la CEC, et des absences

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

d'enregistrement des puissances produites par plusieurs centrales sur des durées variables (plusieurs mois lors de l'étiage pour la centrale d'Imboulou)

- Les points horaires des mois de janvier et février 2015. Cette année, qui présente une amélioration de la qualité de service, n'a pu être utilisée dans son ensemble car non achevée au moment de l'étude

L'enregistrement 2014 a été utilisé pour déterminer le poids relatif de chaque mois par rapport à l'énergie annuelle, après correction des points « aberrants » repérés (points réels, mais correspondant manifestement un incident, qui s'ils ne sont pas corrigés pour intégrer le délestage, introduiront un biais dans les courbes de charge).

En ce qui concerne les modulations journalière et horaire, les valeurs du mois de février 2015, pour lequel il n'y a pas eu d'incident majeur d'alimentation, ont été utilisées. Afin de minimiser les possibles incohérences liées au manque de données, la moyenne des points horaires journaliers homologues (des 4 semaines de Février) a été utilisée, afin de créer une semaine type qui servira de base aux calculs.

Cette semaine type du mois de février 2015 est déclinée pour tous les mois de l'année en tenant compte :

- du nombre de jours réels de chaque mois (Février compte en effet 28 jours, la part relative de l'énergie hebdomadaire par rapport à l'énergie mensuelle d'un mois de 30 ou 31 jours sera, en effet, différente de celle de Février)
- de la modulation mensuelle de l'année 2014 (poids relatif de l'énergie mensuelle de chacun des 12 mois dans l'énergie annuelle).

Ainsi, pour chaque année de la période étudiée, une semaine type pour chaque mois de l'année a été reconstruite. Il faut noter que la somme de tous les points horaire d'une année donne l'énergie annuelle, qui doit être cohérente avec la prévision de l'étude de consommation.

En utilisant cette méthode de reconstruction des prévisions de consommation, la pointe ainsi calculée pour 2035 s'élève à 1 527 MW, alors que l'étude de la consommation donnait une pointe en 2035 de 1 444 MW, soit un écart de 5 % ce qui semble acceptable compte tenu du manque de données et de l'incertitude sur certaines d'entre elles.

La charge à pas horaire d'une semaine type de consommation pour l'année 2035 est présentée en annexe A.2.

Afin de pouvoir étudier le lavage mensuel des TAG de la CEC, un dimanche type pour chaque mois de l'année et pour chaque année de la période étudiée 2015-2035 a également été extrait des prévisions hebdomadaires.

La charge à pas horaire d'un dimanche type de 2025 est présenté en annexe A.3.

Les courbes de charge pour les différents jours de la semaine de mars 2015 sont présentées en annexe A.4, A.5, A.6, A.7, A.8, A.9 et A.10.

5. PLAN DE DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION

Le Congo dispose d'un important potentiel hydroélectrique et de ressources en gaz. Deux plans de développement ont donc été étudiés, un plan hydraulique et un plan thermique, sachant qu'à chaque fois le plan de développement est un mixte hydraulique/thermique mais dont le poids prépondérant est plus thermique ou plus hydraulique.

Pour les différents plans de développement de la production, le coût du délestage a été calculé annuellement en période normale ainsi que lors des interventions de maintenance sur les TAG de la CEC : lavage mensuel, entretien court, entretien parties chaudes et conversion. Le coût moyen du kWh a également été calculé pour 2035.

5.1 HYPOTHESES

Compte tenu du temps nécessaire pour l'installation de nouveaux moyens de production, nous avons considéré qu'au plus tôt des moyens de production type TAG en cycle ouvert pourraient être mis en service début 2018, si la décision était prise très rapidement, hypothèse favorable pour évaluer l'intérêt économique d'une telle option. Les travaux concernant les ouvrages hydrauliques sont plus longs, nous avons donc considéré que le premier barrage ne pouvait être mis en service avant 2022. Cette date relativement courte pour la mise en service d'un ouvrage hydraulique, n'est possible que parce que le barrage de Mourala a déjà fait l'objet d'une étude de faisabilité. Ainsi ce barrage est sélectionné en premier pour le renforcement de la production, puisque c'est le seul dont l'étude de faisabilité a été réalisée. **Il est donc urgent de lancer les études de faisabilité d'un certain nombre d'autres barrages : Sounda, Nyanga, Kouembali, Makabama à minima et la sélection des barrages à réaliser sera d'autant plus pertinente que les caractéristiques des barrages seront détaillées, productible, coût du kWh, puissance, par les études de faisabilité.**

En ce qui concerne la centrale de Djoué, celle-ci a été conçue au départ pour 4 groupes de production, dont deux seulement sont installés, nous avons donc considéré qu'il était possible d'installer deux groupes identiques rapidement pour 2021 dans la mesure où la prise d'eau a été conçue pour les 4 groupes.

5.2 RENFORCEMENTS COURT TERME

Compte tenu des temps de constructions et également des rénovations ou des projets déjà prévus, il n'est pas envisageable de mettre en place des projets lourds de production hydraulique ou thermique avant 2021/2022.

Concernant les TAG de la CEC, les prochains entretiens parties chaudes sont programmés en 2018, et en 2019, chaque TAG sera indisponible pendant 2 mois à cause de la conversion en CCG. Il convient donc d'étudier la rentabilité d'un renforcement à court terme, avant 2018.

Pour une période aussi courte, seuls des groupes thermiques type TAG fonctionnant en cycle ouvert ou moteurs diesel peuvent être mis en œuvre. Les 2 alternatives ont été comparées sur le court terme.

5.2.1 REHABILITATION DES GROUPES DIESEL DE LA CTB

La CTB dispose de 10 moteurs diesel d'une puissance unitaire de 3,25 MW, mais 2 groupes sont indisponibles et la puissance disponible des 8 groupes restant s'élève à 16 MW au total.

Ce paragraphe étudie l'intérêt du renforcement de la capacité de production de la CTB.

Le coût d'installation de nouveaux moteurs diesel a été pris à 700 Millions XAF/MW, le coût des charges fixes à 2 % de l'investissement et le coût de combustible diesel à 123 XAF/kWh (consommation spécifique de 235 g/kWh, coût du litre de diesel à 450 FCFA). Enfin, pour les calculs économiques, une durée de vie de 25 ans et un taux d'actualisation de 10 % ont été considérés.

Le doublement de la capacité disponible actuellement de la CTB est étudié ci-dessous. L'annuité de cet investissement est calculée en utilisant la formule suivante :

$$A = \frac{i V (1+i)^t}{(1+i)^t - 1}$$

Où i représente le taux d'actualisation, V le montant de l'investissement total et t la durée de vie de l'ouvrage.

Pour 16 MW supplémentaires, l'investissement V s'élève à 11.2 Milliards XAF.

Le coût annuel (annuité + charges fixes) s'élève alors à 1.46 Milliards XAF.

Cette puissance additionnelle permet d'alimenter 1 120 MWh supplémentaires en 2018, qui auraient été délestés sinon. La production de cette énergie nécessite l'utilisation de combustible pour un coût de 137 Millions XAF. Ce qui donne un coût total de 1.6 Milliards XAF.

La production d'énergie permet de réduire l'énergie non distribuée, qui, valorisée à 200 XAF du kWh, présente un gain de 224 Millions XAF pour 2018. En prenant en compte le coût annuel, le bilan global présente une perte de 1.4 Milliards XAF pour 2018.

Au-delà de 2019, les TAG de la CEC seront transformées en CCG, donc si le renforcement de la CTB n'est pas rentable en 2018, il ne le sera pas d'avantage au-delà. Le renforcement de la CTB n'est pas financièrement rentable.

5.2.2 RENFORCEMENT DE LA CENTRALE DE DJENO

La centrale de Djéno est équipée de deux TAG d'une puissance unitaire de 20 MW, qui sont pour l'instant indisponibles. Il est prévu de rénover une TAG pour 2016. La rentabilité du renforcement de la centrale de Djéno a été étudiée selon deux calendriers de mise en service :

- Mise en service d'une TAG de 33 MW en 2018 (année prévue pour la prochaine IPC, qui sera génératrice d'END ; cette hypothèse favorable permet d'évaluer l'intérêt économique de cet investissement), puis d'une seconde en 2019 (conversion des groupes de la CEC en CCG)
- Mise en service de deux TAG de 33 MW en 2019.

Les années choisies correspondent d'abord à un entretien parties chaudes puis à la conversion des TAG de la CEC en CCG. Ces deux années présentent une disponibilité réduite des moyens de production de la CEC et donc une meilleure possibilité de rentabilité pour des autres TAG.

5.2.2.1 Installation d'une TAG en 2018

La puissance de 33 MW est une puissance standard pour une TAG et qui permet la conversion en CCG de 100 MW, utilisant deux TAG alimentant une TAV.

Le coût d'installation d'une TAG a été pris à 500 Millions XAF/MW, un coût des charges fixes de 4.2 kFCFA/kW installé et un coût de combustible gaz de 22 XAF/kWh². Enfin, pour les calculs économiques, une durée de vie de 25 ans et un taux d'actualisation de 10 % ont été considérés.

L'investissement pour une TAG de 33 MW est de 16,5 Milliards XAF.

Le coût annuel intégrant l'annuité et les charges fixes s'élève à 1,955 Milliards XAF.

Cette nouvelle puissance permet d'alimenter 3 011 MWh supplémentaires en 2018, qui seraient délestés en absence de réhabilitation. La production de cette énergie, nécessite du combustible pour un coût de 66.2 Millions XAF. Ce qui donne un coût total de 2.02 Milliards XAF.

Cette production d'énergie permet de réduire l'énergie non distribuée, qui est valorisée à 200 XAF du kWh. Ce qui donne une valorisation de 602 Millions XAF, pour 2018. En prenant en compte le coût annuel, le bilan global présente une perte de 1.42 Milliards XAF en 2018. Ce bilan est très similaire à celui du renforcement de la CTB, mais pour une puissance installée double.

La puissance délestée lors de la conversion des 2 TAG de la CEC permet d'envisager l'installation d'une seconde TAG de 33 MW en 2019.

Dans ce cas, l'investissement total pour les 2 TAG de 33 MW est de 33 Milliards XAF, les charges fixes et l'annuité donnent un total annuel de 3,9 Milliards XAF.

En 2019, les deux TAG permettent d'alimenter 44 565 MWh supplémentaires avec un coût de combustible de 980 Millions XAF, soit un total de 4.9 Milliards XAF.

La valorisation de l'énergie non distribuée pour 2019 est de 8.9 Milliards XAF, ce qui donne un gain global de 4 Milliards XAF.

5.2.2.2 Plan court terme

Compte tenu des informations pour le court terme, avant 2021, le renforcement de la CTB n'est pas rentable. De même la mise en service d'une TAG de 33 MW sur le site de la centrale de Djéno en 2018 pour palier l'inspection parties chaudes d'un des 2 groupes de la CEC, n'est pas rentable non plus. Par contre pour la conversion en 2019, la mise en service

² p 198 du rapport Artélia "Etude tarifaire et de la demande en Electricité en République du Congo", se basant sur le coût du gaz de Litchengili (110 \$ pour 1 000 m³)

de 2 TAG de 33 MW sur le site de la centrale de Djéno est recommandée, puisque ces nouveaux groupes sont rentables. En 2018, l'investissement dans une nouvelle TAG n'est pas rentable car le coût de l'énergie non distribuée est faible, ce coût a été pris à 200 XAF du kWh pour 2020 et les années précédentes, malgré la dégradation de la continuité de service. Les délestages étant fréquents, il n'est pas possible de donner une forte valeur à l'énergie non distribuée, mais avec le renforcement du parc de production, cette valeur augmente et les délestages doivent diminuer.

De plus, ces 2 TAG seront utilisées au-delà de 2021 comme moyens de pointe et en cas d'indisponibilités fortuite d'autres moyens de production.

5.2.3 ALTERNATIVE 2019 : CONVERSION CCG OU 3^{EME} TAG

La SNE a demandé de comparer la conversion des 2 TAG de la CEC avec une alternative remplaçant la conversion en CCG par l'installation d'une 3^{eme} TAG.

Le rapport Artélia présente le coût de construction de la CEC (2 GT, 209 milliards de FCFA³) et celui de la conversion en CCG des 2 groupes existants (100.9 milliards de FCFA⁴).

5.2.3.1 Coûts de construction

Conversion en CCG :

Le coût de la conversion semble sous-évalué. En se basant sur un coût de 800 MFCFA/MW de TAV installé, le coût de la conversion s'élève à 120 milliards de FCFA, **soit une annuité de 9.39 milliards de FCFA.**

3^{eme} GT :

La moitié du coût de construction de la CEC (104.5 milliards de FCFA) est supérieur à celui de la construction d'une GT de 146 MW (166 MW ISO). En se basant sur un coût de 420 MFCFA/MW (coût plus proche des coûts internationaux), le coût pour la 3^{eme} GT s'élève à 69.7 milliards de FCFA, **soit une annuité de 5.45 milliards de FCFA.**

5.2.3.2 Coûts du combustible

La mise en service d'une TAV (pour la conversion) permet d'économiser le coût du combustible (22 FCFA/kWh⁵) qui aurait été nécessaire pour faire fonctionner la 3^{eme} TAG. Même avec un facteur de charge de 25 % (ce qui est relativement faible), la TAV permet d'économiser annuellement le gaz nécessaire pour produire 319 GWh avec une TAG, soit une économie annuelle de 7 milliards de FCFA.

³ Coût indiqué p 224 du rapport Artélia "Etude tarifaire et de la demande en Electricité en République du Congo"

⁴ Coût indiqué p 224 du rapport Artélia "Etude tarifaire et de la demande en Electricité en République du Congo"

⁵ p 198 du rapport Artélia "Etude tarifaire et de la demande en Electricité en République du Congo", se basant sur le coût du gaz de Litchengili (110 \$ pour 1 000 m³)

Or la CEC fonctionnera beaucoup plus les premières années après la mise en service du CCG :

- En 2020 (année sans IPC), l'énergie thermique produite s'élève à 2 771 GWh, dont 2 635 GWh par la CEC (soit un facteur de charge de 70 %), soit un surcoût combustible de 19.3 milliards de FCFA
- En 2021 (année sans IPC), l'énergie thermique produite s'élève à 3 013 GWh, dont 2 844 GWh par la CEC (facteur de charge 75 %), soit un surcoût combustible de 20.9 milliards de FCFA
- En 2022, l'énergie thermique produite s'élève à 2 653 GWh, dont 2 396 GWh par la CEC (facteur de charge 63 %), soit un surcoût combustible de 17.6 milliards de FCFA. La baisse est due à la mise en service de Mourala.

En 2035 (année sans IPC), l'énergie thermique produite s'élève à 1 137 GWh, dont 1 048 GWh par la CEC (soit un facteur de charge de 28 %), soit un coût de combustible de 7.7 milliards de FCFA supplémentaire pour la 3^{ème} TAG.

5.2.3.3 Exploitation maintenance

Le coût annuel de l'O&M est cependant plus élevé pour un CCG que pour une TAG. Pour les 3 TAG, ce coût s'élève à 3.1 milliards de FCFA, alors que pour un CCG, ce coût s'élève à 6 milliards de FCFA.

5.2.3.4 Synthèse

Le principal avantage de l'installation d'une 3^{ème} TAG à la place de la conversion est d'éviter une immobilisation plus longue des TAG existantes pour la conversion en CCG, mais l'étoffement de Djéno avec 2 TAG de 33 MW permet déjà de répondre à ce besoin à moindre coût. En revanche, le coût en combustible serait largement préjudiciable à court terme, mais aussi dans la durée et contribuerait à renchérir notablement le coût du kWh pour la clientèle

Le coût annuel du gaz économisé (avec un prix du gaz inférieur au marché, et un facteur de charge relativement faible) compense largement la différence d'annuité entre une TAV et GT, **la conversion en CCG de la CEC est donc plus rentable que l'installation d'une 3^{ème} TAG. L'installation d'une 3^{ème} TAG est de plus contradictoire avec les engagements du Congo à la COP 21 pour la réduction des émissions de CO₂.**

5.3 DEVELOPPEMENT DU PARC HYDRAULIQUE

Après le court terme et la conversion en CCG des TAG de la CEC, le développement du parc de production a été étudié. Dans cette première option, nous avons supposé que tous les ouvrages hydrauliques modulaient leur puissance en fonction de la courbe de charge de la journée : les groupes passent leur puissance au maximum pour la pointe et baissent lors du creux. La pointe est définie pour tous les jours de la semaine de 18 à 22 h, la période creuse couvre les autres heures de la journée.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

En période normale, nous avons considéré que la charge devait être alimentée par des moyens de base, hydraulique ou CCG et qu'en période de maintenance de la CEC, les moyens de pointes TAG et diesels étaient utilisés en complément des moyens de base.

D'autre part, les valeurs des puissances pour les barrages en pointe, en creux et en période d'étiage, sont présentées ci-dessous :

Puissance (MW)	Puissance Installée	Puissance Disponible*	Puissance Pointe	Puissance Creux	Puissance Pointe Etiage	Puissance Creux Etiage
Imboulou	120	114	110	85	75	64
Mourala	101	96	90	75	75	65
Moukouloulou	74	70	70	62	26	26
Sounda	500	475	340	340	340	340
Djoué 2	36	34	34	34	34	34
Chollet	150	143	110	110	110	110
Nyanga	230	219	215	170	170	100
Kouembali	150	143	140	115	85	75
Makabama	150	143	140	115	85	75

* la puissance disponible est celle abattue du coefficient d'indisponibilité fortuit de 5 %.

Tableau 1: Puissances installées et disponibles pour les sites hydrauliques

Nous avons considéré que le barrage de Sounda serait mis en service en deux étapes : une première tranche de 300 MW puis une seconde tranche de 200 MW l'année suivante, le temps que le barrage se remplisse. Ce barrage, qui dispose d'un réservoir pluri annuel comme le barrage de Chollet, sera utilisé en base afin de palier partiellement la période d'étiage des autres ouvrages hydrauliques, donc Sounda et Chollet ne moduleront pas entre heures de pointe et heures creuses et resteront à puissance constante en permanence.

En l'absence d'étude de faisabilité pour les barrages, le coût de production d'Imboulou a été pris en référence et nous avons augmenté de 5 % le coût des barrages suivants.

Le coût des barrages est le suivant :

- Mourala : 20.3 XAF/kWh
- Sounda : 21.3 XAF/kWh
- Kouembali : 22.3 XAF/kWh
- Chollet : 23.5 XAF/kWh
- Nyanga : 24.6 XAF/kWh
- Makabama : 25.9 XAF/kWh

Les dates de mise en service des barrages sont les suivantes :

- 2021 : mise en service de 2 groupes supplémentaires de 9 MW à la centrale de Djoué
- 2022 : mise en service du barrage de Mourala
- 2024 : mise en service de la première tranche de 300 MW du barrage de Sounda
- 2025 : mise en service de la seconde tranche de 200 MW du barrage de Sounda
- 2029 : mise en service du barrage de Kouembali (*)
- 2031 : mise en service du barrage de Chollet
- 2032 : mise en service du barrage de Nyanga
- 2035 : mise en service du barrage de Makabama

(*) la date de mise en service du barrage de Kouembali peut être anticipée à condition que l'étude de faisabilité soit disponible d'ici fin 2016

Il n'y a pas de renforcement thermique autres que ceux prévus pour le plan court terme.

En 2035, la puissance installée s'élève à 2 046 MW, dont 1 511 MW de puissance hydraulique et 535 MW de puissance thermique.

Le coût moyen du kWh en 2035 est de 23.4 XAF

Cependant, l'ordre de mise en service des barrages va dépendre des résultats des études de faisabilités, il est donc nécessaire de disposer de ces valeurs rapidement afin de pouvoir mettre à jour le planning de mise en service.

La maintenance des TAG de la CEC est un élément important car l'ensemble de ces maintenances peuvent générer des délestages importants. Les valeurs annuelles de délestage, détaillées pour les différents types de maintenance des groupes de la CEC (lavage mensuel, entretien court, inspection partie chaude, conversion en CCG) et hors période de maintenance, sont présentées en Annexe A.11.

5.4 DEVELOPPEMENT DU PARC THERMIQUE

Comme cela a été vu précédemment, la production hydraulique souffre de la période d'étiage pendant laquelle la puissance disponible des barrages est fortement diminuée. Pour pallier ce problème, nous avons proposé d'utiliser les barrages de Sounda et Chollet en base. Cependant compte tenu des ressources en gaz du Congo, il est possible de substituer au barrage de Sounda un CCG similaire au CCG de la CEC. Pour ces nouveaux équipements, il est nécessaire de prendre en compte le même plan de maintenance programmé qui comprend les lavages mensuels, les entretiens courts et les entretiens parties chaudes.

Avant 2024, qui correspond à la mise en service du barrage de Sounda, il n'y a pas de modification du plan de développement court terme, qui est maintenu avec le renforcement de la centrale de Djéno par 2 TAG de 33 MW, mises en service en 2019. En 2021, la mise en service des 2 nouveaux groupes de la centrale de Djoué est maintenue ainsi que la mise en service du barrage de Mourala en 2022.

En 2024, un CCG identique à ceux de la CEC, est mis en service pour une puissance unitaire de 216 MW. Le second CCG, identique, est mis en service l'année suivante, en 2025. Ensuite, le

barrage de Kouembali est mis en service en 2031, puis celui de Chollet en 2032 et enfin celui de Nyanga en 2033.

En 2035, la puissance installée s'élève à 1 828 MW, dont 967 MW de puissance thermique et 1 293 MW de puissance hydraulique.

Afin de calculer le coût moyen du kWh, nous avons pris en référence le prix de vente de la CEC (37 XAF/kWh)⁶, calculé par Artélia dans le rapport de l'étude tarifaire et de la demande d'électricité en république du Congo.

Le coût moyen du kWh en 2035 est de 26,7 XAF.

Les valeurs annuelles de délestage détaillées pour les différents types de maintenance des groupes de la CEC (lavage mensuel, entretien court, inspection partie chaude, conversion en CCG) et hors période de maintenance sont présentées en Annexe A.12.

5.5 RECAPITULATIF

La puissance installée en 2035 s'élève à 2 046 MW pour l'option hydraulique et à 1 828 MW pour l'option thermique. L'écart est d'environ 10 %, et correspond principalement à la différence entre la puissance installée du barrage de Sounda (500 MW) et sa puissance utilisée en base, soit 340 MW.

La principale différence entre les options thermique et hydraulique intervient dans le coût moyen du kWh en 2035, avec un écart de 3.3 XAF, soit près de 15 %.

La solution thermique présente un solde de délestage plus important que la solution hydraulique de 2 614 MWh pour l'ensemble de la période étudiée.

Enfin il faut noter que :

- dans le cadre de la COP 21, le Congo a pris des engagements forts de réduction de ses émissions de CO₂
- le coût du CO₂ n'a pas été pris en compte dans les calculs économiques, ce qui pourrait augmenter sensiblement le coût du kWh moyen de la solution thermique

En conséquence, le consultant recommande fortement la solution hydraulique avec une utilisation en base du barrage de Sounda.

On peut remarquer qu'en développant la solution hydraulique, le Congo pourra exporter vers les pays du PEAC de l'électricité d'origine hydraulique, donc bon marché, si certains pays sont demandeurs. En effet, comme le montre le graphique ci-dessous, il existe toujours une marge positive entre la demande à la pointe et la puissance installée, thermique plus hydraulique, pour l'ensemble de la période étudiée. En tenant compte des marges d'exploitation prise par la SNE, il existe en permanence des capacités d'exportation d'électricité.

⁶ Ce prix, qui intègre la conversion en CCG et le nouveau coût du gaz, est indiqué p 199 et 222 du rapport « Etude tarifaire et de la demande en Electricité en République du Congo »

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

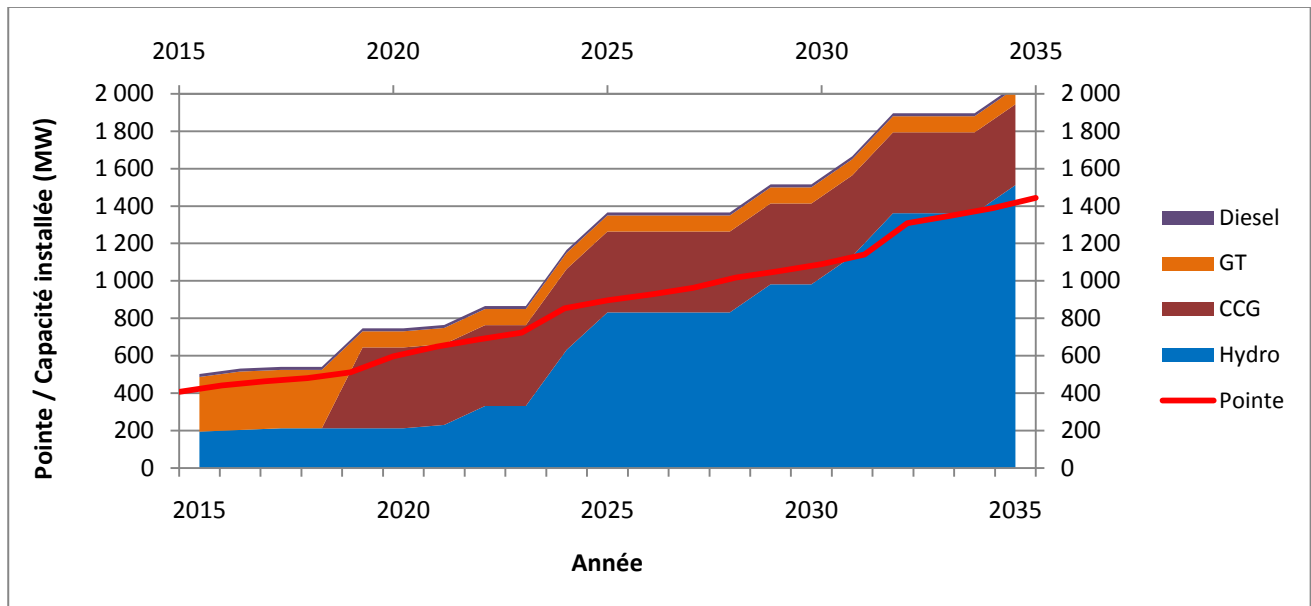


Figure 1: Evolution de la capacité installée et de la pointe de la demande de 2015 à 2035

6. CONCLUSION

Sur la période de 2015 à 2035, plusieurs possibilités de renforcement du parc de production ont été étudiées, sur la base des prévisions de consommation réalisées sur cette même période. Pour prendre en compte le cas particuliers de la maintenance programmée des unités de forte puissance de la CEC, il a fallu élaborer un modèle de charges à pas horaire, prenant en compte les variations selon les mois de l'année, les jours de la semaine ainsi que les heures de la journée. Ce modèle a été élaboré à l'aide des derniers enregistrements disponibles de la consommation, au moment du démarrage de l'étude, cependant ces enregistrements étaient parfois imprécis. Mais les mêmes données ayant été utilisées pour toutes les options, cette imprécision initiale ne modifie pas le classement économique de ces options.

En ce qui concerne les valeurs économiques pour les barrages comme pour le coût du combustible, un certain nombre d'hypothèses ont dû être faites pour pallier les données manquantes. **Compte tenu de la ressource hydraulique du Congo, il est nécessaire de lancer au plus tôt les études de faisabilité des barrages, à minima ceux cités dans ce rapport.** Il pourrait être également intéressant de lancer les études de faisabilité des barrages avec réservoir pluriannuel ou qui ne subissent pas de période d'étiage ainsi que les ouvrages permettant la régulation d'un bassin hydraulique par exemple le bassin de la Bouenza. Suivant les résultats de ces études, l'ordre de mise en service des barrages pourra être modifié, car leur puissance comme le prix de revient du kWh, sera probablement différent des hypothèses prises pour l'étude. Néanmoins cela ne devrait pas modifier la conclusion générale de cette étude, la solution hydraulique est à privilégier.

Il est important de mettre en œuvre rapidement le plan de renforcement court terme, c'est à dire le renforcement de la centrale de Djéno qui doit être en service avant 2019 pour pouvoir contribuer à l'alimentation de la demande pendant la conversion des TAG de la CEC. De même il est urgent de lancer le barrage de Mourala, dont l'étude de faisabilité a été effectuée.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

Le développement du parc hydraulique, qui assure un prix du kWh inférieur aux autres solutions, est donc fortement recommandé. De plus, il peut être plus intéressant pour le Congo de ne pas consommer son gaz pour sa production d'électricité (en particulier à un coût inférieur à celui du marché) et ainsi pouvoir l'exporter. Enfin la solution hydraulique est conforme aux engagements de réduction d'émission de CO₂ pris par le Congo dans le cadre de la COP 21.

Il est donc nécessaire de lancer rapidement :

- la réalisation des 2 TAG de 33 MW à Djéno
- la réalisation du barrage de Mourala, seul barrage disposant d'une étude de faisabilité
- les études de faisabilité de plusieurs barrages hydrauliques, à minima ceux indiqués dans le rapport

De plus en parallèle aux renforcements du parc de production, il est intéressant, voire nécessaire, de lancer un programme de maîtrise de la demande. Ce type de programme présente un double avantage, d'une part la réduction des délestages pendant la période de mise en œuvre des programmes de renforcement du parc de production et d'autre part de réduire les dépenses d'énergie au niveau national et donc de permettre de réaliser des économies. Enfin les programmes de maîtrise de l'énergie peuvent être mis rapidement en œuvre. Et ils sont dans la ligne des engagements du Congo vis-à-vis de la COP21.

ANNEXES

A.1. LOCALISATION DES PRINCIPAUX SITES HYDRAULIQUES POTENTIELS

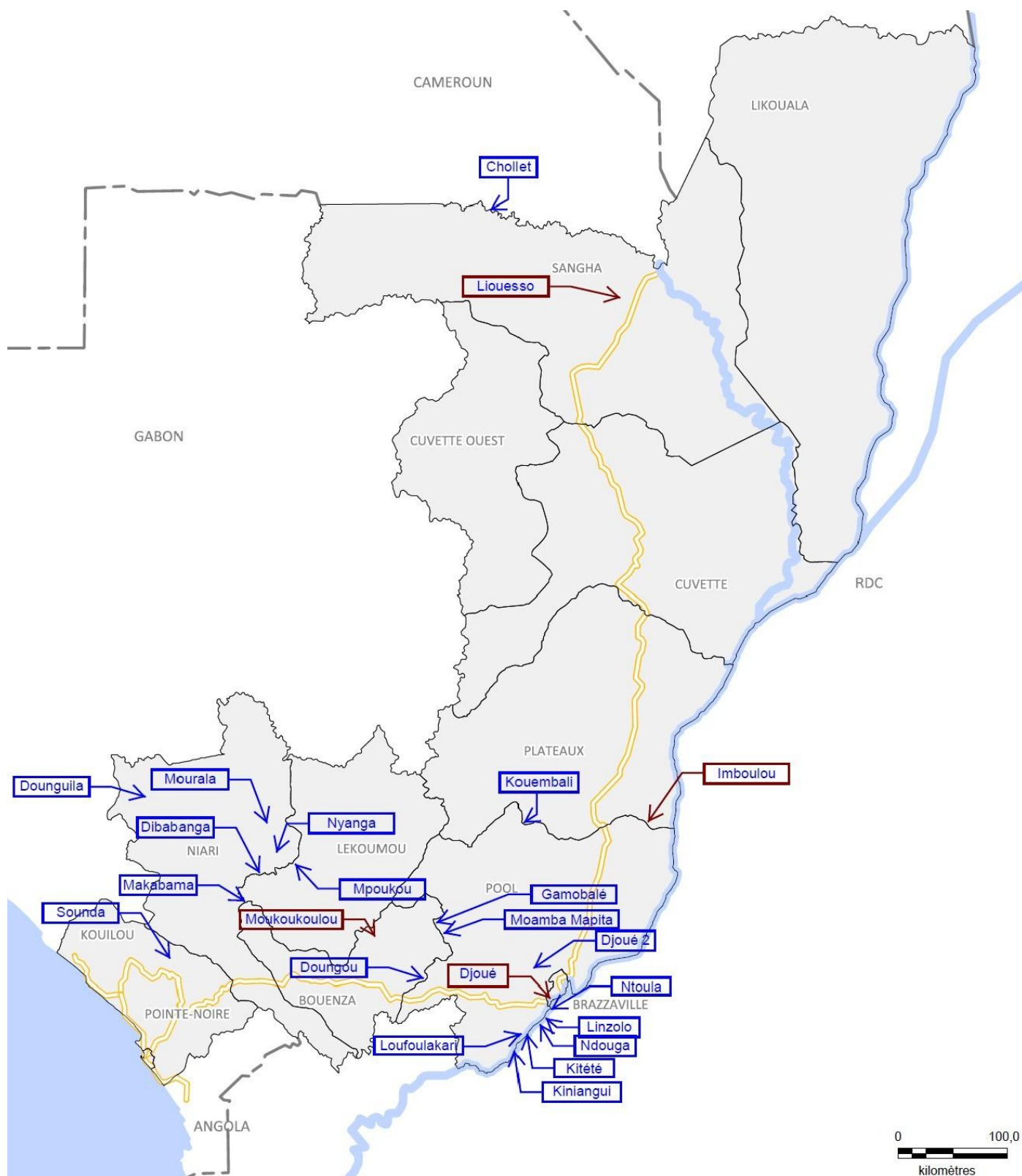


Figure 2: Localisation des principaux sites hydrauliques au Congo

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

A.2. SEMAINES TYPE POUR 2035

Jour	Heure	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Dimanche	0	1 174	1 189	1 131	1 213	1 188	1 228	1 160	1 217	1 228	1 217	1 257	1 389
	1	1 144	1 159	1 102	1 182	1 158	1 197	1 130	1 186	1 197	1 186	1 226	1 353
	2	1 130	1 144	1 088	1 167	1 143	1 181	1 116	1 171	1 181	1 171	1 210	1 336
	3	1 090	1 103	1 050	1 126	1 103	1 140	1 076	1 129	1 140	1 129	1 167	1 289
	4	1 080	1 094	1 041	1 116	1 093	1 130	1 067	1 120	1 130	1 120	1 157	1 278
	5	1 073	1 086	1 034	1 109	1 086	1 122	1 060	1 112	1 122	1 112	1 149	1 269
	6	1 074	1 088	1 035	1 110	1 087	1 124	1 061	1 114	1 124	1 114	1 151	1 271
	7	1 058	1 072	1 020	1 094	1 071	1 107	1 045	1 097	1 107	1 097	1 134	1 252
	8	1 069	1 083	1 030	1 105	1 083	1 119	1 056	1 109	1 119	1 109	1 146	1 265
	9	1 084	1 098	1 045	1 120	1 097	1 134	1 071	1 124	1 134	1 124	1 161	1 282
	10	1 090	1 104	1 050	1 126	1 103	1 140	1 076	1 130	1 140	1 130	1 167	1 289
	11	1 100	1 114	1 060	1 136	1 113	1 150	1 086	1 140	1 150	1 140	1 178	1 301
	12	1 111	1 125	1 070	1 148	1 124	1 162	1 097	1 152	1 162	1 152	1 190	1 314
	13	1 129	1 144	1 088	1 167	1 143	1 181	1 116	1 171	1 181	1 171	1 210	1 336
	14	1 148	1 162	1 106	1 186	1 162	1 200	1 134	1 190	1 200	1 190	1 229	1 357
	15	1 127	1 141	1 085	1 164	1 140	1 178	1 113	1 168	1 178	1 168	1 207	1 333
	16	1 131	1 146	1 090	1 169	1 145	1 183	1 117	1 173	1 183	1 173	1 212	1 338
	17	1 133	1 147	1 091	1 170	1 146	1 185	1 119	1 174	1 185	1 174	1 213	1 340
	18	1 162	1 176	1 119	1 200	1 176	1 215	1 147	1 204	1 215	1 204	1 244	1 374
	19	1 248	1 264	1 202	1 289	1 263	1 305	1 233	1 293	1 305	1 293	1 337	1 476
	20	1 230	1 246	1 185	1 271	1 245	1 287	1 215	1 275	1 287	1 275	1 318	1 455
	21	1 227	1 242	1 182	1 268	1 242	1 283	1 212	1 272	1 283	1 272	1 314	1 451
	22	1 207	1 222	1 163	1 247	1 222	1 263	1 193	1 251	1 263	1 251	1 293	1 428
	23	1 177	1 192	1 134	1 216	1 191	1 231	1 162	1 220	1 231	1 220	1 260	1 392

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

Lundi	0	1 140	1 154	1 098	1 178	1 154	1 192	1 126	1 182	1 192	1 182	1 221	1 349
	1	1 117	1 131	1 076	1 154	1 131	1 168	1 103	1 158	1 168	1 158	1 196	1 321
	2	1 080	1 094	1 041	1 116	1 093	1 130	1 067	1 120	1 130	1 120	1 157	1 278
	3	1 099	1 113	1 059	1 136	1 112	1 149	1 086	1 139	1 149	1 139	1 177	1 300
	4	1 098	1 111	1 057	1 134	1 111	1 148	1 084	1 138	1 148	1 138	1 176	1 298
	5	1 094	1 108	1 054	1 131	1 108	1 145	1 081	1 134	1 145	1 134	1 172	1 295
	6	1 111	1 125	1 070	1 148	1 125	1 162	1 098	1 152	1 162	1 152	1 190	1 314
	7	1 106	1 120	1 066	1 143	1 120	1 157	1 093	1 147	1 157	1 147	1 185	1 308
	8	1 108	1 122	1 067	1 145	1 122	1 159	1 095	1 149	1 159	1 149	1 187	1 311
	9	1 143	1 157	1 101	1 181	1 157	1 195	1 129	1 185	1 195	1 185	1 224	1 352
	10	1 149	1 164	1 107	1 187	1 163	1 202	1 135	1 191	1 202	1 191	1 231	1 359
	11	1 157	1 171	1 114	1 195	1 171	1 210	1 143	1 199	1 210	1 199	1 239	1 368
	12	1 167	1 181	1 124	1 205	1 181	1 220	1 152	1 209	1 220	1 209	1 250	1 380
	13	1 165	1 179	1 122	1 204	1 179	1 218	1 151	1 207	1 218	1 207	1 248	1 378
	14	1 155	1 169	1 112	1 193	1 169	1 208	1 141	1 197	1 208	1 197	1 237	1 366
	15	1 142	1 156	1 100	1 180	1 156	1 194	1 128	1 184	1 194	1 184	1 223	1 351
	16	1 133	1 147	1 091	1 170	1 146	1 185	1 119	1 174	1 185	1 174	1 213	1 340
	17	1 154	1 168	1 111	1 192	1 168	1 207	1 140	1 196	1 207	1 196	1 236	1 365
	18	1 168	1 183	1 125	1 207	1 182	1 222	1 154	1 211	1 222	1 211	1 251	1 382
	19	1 243	1 259	1 198	1 285	1 258	1 300	1 228	1 289	1 300	1 289	1 332	1 471
	20	1 251	1 267	1 205	1 293	1 266	1 308	1 236	1 297	1 308	1 297	1 340	1 480
	21	1 258	1 274	1 212	1 300	1 274	1 316	1 243	1 304	1 316	1 304	1 348	1 488
	22	1 245	1 260	1 199	1 286	1 260	1 302	1 230	1 290	1 302	1 290	1 333	1 472
	23	1 208	1 223	1 164	1 248	1 223	1 263	1 193	1 252	1 263	1 252	1 294	1 429
Mardi	0	1 165	1 180	1 122	1 204	1 179	1 218	1 151	1 207	1 218	1 207	1 248	1 378
	1	1 131	1 146	1 090	1 169	1 145	1 183	1 118	1 173	1 183	1 173	1 212	1 338
	2	1 121	1 135	1 080	1 158	1 134	1 172	1 107	1 162	1 172	1 162	1 200	1 326
	3	1 094	1 108	1 054	1 130	1 107	1 144	1 081	1 134	1 144	1 134	1 172	1 294
	4	1 085	1 099	1 046	1 122	1 099	1 135	1 072	1 125	1 135	1 125	1 163	1 284

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

	5	1 094	1 108	1 054	1 131	1 108	1 145	1 081	1 135	1 145	1 135	1 172	1 295
	6	1 089	1 103	1 049	1 125	1 102	1 139	1 076	1 129	1 139	1 129	1 167	1 288
	7	1 097	1 111	1 057	1 134	1 110	1 147	1 084	1 137	1 147	1 137	1 175	1 298
	8	1 103	1 117	1 062	1 140	1 116	1 153	1 089	1 143	1 153	1 143	1 181	1 305
	9	1 123	1 137	1 082	1 160	1 137	1 174	1 109	1 164	1 174	1 164	1 203	1 328
	10	1 129	1 143	1 088	1 167	1 143	1 181	1 115	1 170	1 181	1 170	1 209	1 336
	11	1 125	1 139	1 083	1 162	1 138	1 176	1 111	1 166	1 176	1 166	1 205	1 330
	12	1 133	1 148	1 092	1 171	1 147	1 185	1 119	1 175	1 185	1 175	1 214	1 341
	13	1 131	1 146	1 090	1 169	1 145	1 183	1 118	1 173	1 183	1 173	1 212	1 338
	14	1 144	1 159	1 102	1 182	1 158	1 197	1 130	1 186	1 197	1 186	1 225	1 353
	15	1 144	1 158	1 102	1 182	1 158	1 196	1 130	1 186	1 196	1 186	1 225	1 353
	16	1 140	1 154	1 098	1 178	1 154	1 192	1 126	1 182	1 192	1 182	1 221	1 348
	17	1 148	1 162	1 106	1 186	1 162	1 201	1 134	1 190	1 201	1 190	1 230	1 358
	18	1 157	1 171	1 115	1 195	1 171	1 210	1 143	1 199	1 210	1 199	1 239	1 369
	19	1 236	1 252	1 191	1 277	1 251	1 293	1 221	1 281	1 293	1 281	1 324	1 462
	20	1 248	1 264	1 203	1 290	1 264	1 306	1 233	1 294	1 306	1 294	1 337	1 477
	21	1 270	1 287	1 224	1 313	1 286	1 329	1 255	1 317	1 329	1 317	1 361	1 503
	22	1 246	1 262	1 200	1 287	1 261	1 303	1 231	1 291	1 303	1 291	1 335	1 474
	23	1 211	1 226	1 166	1 251	1 225	1 266	1 196	1 255	1 266	1 255	1 297	1 432
Mercredi	0	1 168	1 182	1 125	1 206	1 182	1 221	1 153	1 210	1 221	1 210	1 251	1 381
	1	1 137	1 151	1 095	1 175	1 151	1 189	1 123	1 178	1 189	1 178	1 218	1 345
	2	1 119	1 133	1 078	1 156	1 132	1 170	1 105	1 160	1 170	1 160	1 198	1 323
	3	1 114	1 128	1 074	1 151	1 128	1 165	1 101	1 155	1 165	1 155	1 194	1 318
	4	1 109	1 123	1 068	1 146	1 122	1 160	1 095	1 149	1 160	1 149	1 188	1 312
	5	1 107	1 121	1 066	1 143	1 120	1 157	1 093	1 147	1 157	1 147	1 185	1 309
	6	1 113	1 127	1 072	1 150	1 127	1 164	1 099	1 154	1 164	1 154	1 192	1 317
	7	1 097	1 111	1 057	1 133	1 110	1 147	1 084	1 137	1 147	1 137	1 175	1 298
	8	1 114	1 128	1 073	1 151	1 127	1 165	1 100	1 155	1 165	1 155	1 193	1 318
	9	1 136	1 150	1 094	1 174	1 150	1 188	1 122	1 177	1 188	1 177	1 217	1 344

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

Jeudi	10	1 146	1 160	1 104	1 184	1 159	1 198	1 132	1 187	1 198	1 187	1 227	1 355
	11	1 141	1 155	1 099	1 179	1 155	1 193	1 127	1 183	1 193	1 183	1 222	1 350
	12	1 136	1 151	1 095	1 174	1 150	1 188	1 122	1 178	1 188	1 178	1 217	1 344
	13	1 150	1 165	1 108	1 189	1 165	1 203	1 136	1 193	1 203	1 193	1 232	1 361
	14	1 169	1 184	1 127	1 208	1 184	1 223	1 155	1 212	1 223	1 212	1 253	1 383
	15	1 164	1 179	1 122	1 203	1 178	1 218	1 150	1 207	1 218	1 207	1 247	1 377
	16	1 165	1 179	1 122	1 203	1 179	1 218	1 150	1 207	1 218	1 207	1 247	1 378
	17	1 161	1 175	1 118	1 199	1 175	1 214	1 147	1 203	1 214	1 203	1 243	1 373
	18	1 177	1 192	1 134	1 216	1 191	1 231	1 162	1 220	1 231	1 220	1 260	1 392
	19	1 291	1 307	1 243	1 334	1 306	1 350	1 275	1 338	1 350	1 338	1 382	1 527
	20	1 286	1 302	1 239	1 329	1 302	1 345	1 270	1 333	1 345	1 333	1 378	1 521
	21	1 272	1 288	1 226	1 315	1 288	1 331	1 257	1 319	1 331	1 319	1 363	1 505
	22	1 272	1 288	1 225	1 314	1 287	1 330	1 256	1 318	1 330	1 318	1 362	1 504
	23	1 240	1 256	1 194	1 281	1 255	1 297	1 225	1 285	1 297	1 285	1 328	1 467
	0	1 195	1 210	1 151	1 235	1 209	1 250	1 180	1 238	1 250	1 238	1 280	1 413
	1	1 153	1 168	1 111	1 192	1 168	1 206	1 139	1 196	1 206	1 196	1 236	1 364
	2	1 130	1 144	1 089	1 168	1 144	1 182	1 116	1 171	1 182	1 171	1 211	1 337
	3	1 124	1 138	1 083	1 161	1 138	1 175	1 110	1 165	1 175	1 165	1 204	1 329
	4	1 116	1 130	1 075	1 153	1 130	1 167	1 102	1 157	1 167	1 157	1 195	1 320
	5	1 116	1 130	1 075	1 153	1 130	1 167	1 102	1 157	1 167	1 157	1 196	1 320
	6	1 121	1 135	1 080	1 159	1 135	1 173	1 108	1 162	1 173	1 162	1 201	1 326
	7	1 100	1 114	1 060	1 137	1 113	1 150	1 087	1 140	1 150	1 140	1 178	1 301
	8	1 103	1 117	1 063	1 140	1 117	1 154	1 090	1 144	1 154	1 144	1 182	1 305
	9	1 147	1 162	1 105	1 185	1 161	1 200	1 133	1 189	1 200	1 189	1 229	1 357
	10	1 138	1 152	1 096	1 176	1 152	1 190	1 124	1 179	1 190	1 179	1 219	1 346
	11	1 145	1 159	1 103	1 183	1 159	1 198	1 131	1 187	1 198	1 187	1 226	1 354
	12	1 152	1 167	1 110	1 191	1 167	1 205	1 138	1 195	1 205	1 195	1 234	1 363
	13	1 154	1 169	1 112	1 193	1 168	1 207	1 140	1 196	1 207	1 196	1 236	1 365
	14	1 161	1 176	1 119	1 200	1 175	1 215	1 147	1 204	1 215	1 204	1 244	1 374

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

	15	1 166	1 181	1 124	1 205	1 181	1 220	1 152	1 209	1 220	1 209	1 249	1 380
	16	1 161	1 176	1 119	1 200	1 175	1 215	1 147	1 204	1 215	1 204	1 244	1 374
	17	1 169	1 184	1 127	1 208	1 184	1 223	1 155	1 212	1 223	1 212	1 253	1 383
	18	1 171	1 185	1 128	1 210	1 185	1 224	1 156	1 213	1 224	1 213	1 254	1 385
	19	1 262	1 278	1 216	1 304	1 277	1 320	1 246	1 308	1 320	1 308	1 352	1 493
	20	1 280	1 296	1 233	1 322	1 295	1 338	1 264	1 327	1 338	1 327	1 371	1 514
	21	1 271	1 287	1 224	1 313	1 286	1 329	1 255	1 317	1 329	1 317	1 361	1 503
	22	1 263	1 279	1 216	1 305	1 278	1 321	1 247	1 309	1 321	1 309	1 353	1 494
	23	1 234	1 249	1 189	1 275	1 249	1 291	1 219	1 279	1 291	1 279	1 322	1 460
Vendredi	0	1 195	1 210	1 151	1 235	1 210	1 250	1 181	1 239	1 250	1 239	1 280	1 414
	1	1 117	1 131	1 076	1 155	1 131	1 169	1 104	1 158	1 169	1 158	1 197	1 322
	2	1 137	1 151	1 096	1 175	1 151	1 189	1 123	1 179	1 189	1 179	1 218	1 345
	3	1 107	1 120	1 066	1 143	1 120	1 157	1 093	1 147	1 157	1 147	1 185	1 309
	4	1 103	1 117	1 062	1 140	1 116	1 153	1 089	1 143	1 153	1 143	1 181	1 305
	5	1 101	1 115	1 061	1 138	1 114	1 152	1 088	1 141	1 152	1 141	1 179	1 302
	6	1 117	1 132	1 077	1 155	1 131	1 169	1 104	1 158	1 169	1 158	1 197	1 322
	7	1 108	1 122	1 068	1 145	1 122	1 159	1 095	1 149	1 159	1 149	1 187	1 311
	8	1 115	1 129	1 074	1 152	1 129	1 166	1 101	1 156	1 166	1 156	1 194	1 319
	9	1 159	1 174	1 117	1 198	1 173	1 213	1 145	1 202	1 213	1 202	1 242	1 371
	10	1 157	1 172	1 115	1 196	1 171	1 210	1 143	1 199	1 210	1 199	1 239	1 369
	11	1 140	1 154	1 098	1 178	1 154	1 192	1 126	1 182	1 192	1 182	1 221	1 348
	12	1 145	1 159	1 103	1 183	1 159	1 197	1 131	1 187	1 197	1 187	1 226	1 354
	13	1 150	1 165	1 108	1 189	1 164	1 203	1 136	1 192	1 203	1 192	1 232	1 361
	14	1 150	1 164	1 107	1 188	1 164	1 202	1 136	1 192	1 202	1 192	1 231	1 360
	15	1 148	1 162	1 106	1 186	1 162	1 200	1 134	1 190	1 200	1 190	1 229	1 358
	16	1 137	1 151	1 095	1 175	1 150	1 189	1 123	1 178	1 189	1 178	1 217	1 345
	17	1 157	1 172	1 115	1 196	1 171	1 211	1 143	1 200	1 211	1 200	1 240	1 369
	18	1 153	1 167	1 110	1 191	1 167	1 206	1 139	1 195	1 206	1 195	1 235	1 364
	19	1 235	1 251	1 190	1 276	1 250	1 292	1 220	1 280	1 292	1 280	1 323	1 461

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

Samedi	20	1 253	1 269	1 207	1 295	1 268	1 311	1 238	1 299	1 311	1 299	1 342	1 482
	21	1 255	1 271	1 209	1 297	1 271	1 313	1 240	1 301	1 313	1 301	1 344	1 485
	22	1 223	1 239	1 179	1 264	1 238	1 280	1 208	1 268	1 280	1 268	1 310	1 447
	23	1 192	1 207	1 148	1 232	1 207	1 247	1 178	1 236	1 247	1 236	1 277	1 410
	0	1 169	1 184	1 126	1 208	1 183	1 222	1 155	1 212	1 222	1 212	1 252	1 383
	1	1 130	1 144	1 088	1 167	1 143	1 181	1 116	1 171	1 181	1 171	1 210	1 336
	2	1 115	1 130	1 075	1 153	1 129	1 167	1 102	1 156	1 167	1 156	1 195	1 319
	3	1 104	1 118	1 064	1 141	1 118	1 155	1 091	1 145	1 155	1 145	1 183	1 306
	4	1 096	1 110	1 056	1 133	1 109	1 146	1 083	1 136	1 146	1 136	1 174	1 297
	5	1 103	1 117	1 063	1 140	1 116	1 154	1 089	1 143	1 154	1 143	1 181	1 305
	6	1 103	1 117	1 062	1 140	1 116	1 154	1 089	1 143	1 154	1 143	1 181	1 305
	7	1 100	1 114	1 060	1 137	1 113	1 150	1 086	1 140	1 150	1 140	1 178	1 301
	8	1 098	1 112	1 058	1 134	1 111	1 148	1 084	1 138	1 148	1 138	1 176	1 299
	9	1 111	1 125	1 071	1 148	1 125	1 162	1 098	1 152	1 162	1 152	1 190	1 315
	10	1 112	1 126	1 071	1 149	1 126	1 163	1 098	1 153	1 163	1 153	1 191	1 315
	11	1 117	1 131	1 076	1 154	1 131	1 168	1 103	1 158	1 168	1 158	1 197	1 321
	12	1 115	1 129	1 074	1 152	1 129	1 166	1 101	1 156	1 166	1 156	1 194	1 319
	13	1 127	1 141	1 086	1 164	1 141	1 179	1 113	1 168	1 179	1 168	1 207	1 333
	14	1 119	1 133	1 078	1 156	1 132	1 170	1 105	1 160	1 170	1 160	1 198	1 323
	15	1 135	1 150	1 094	1 173	1 149	1 187	1 121	1 177	1 187	1 177	1 216	1 343
	16	1 139	1 154	1 098	1 177	1 153	1 192	1 125	1 181	1 192	1 181	1 220	1 348
	17	1 142	1 156	1 100	1 180	1 156	1 194	1 128	1 184	1 194	1 184	1 223	1 351
	18	1 147	1 161	1 105	1 185	1 161	1 199	1 133	1 188	1 199	1 188	1 228	1 356
	19	1 259	1 275	1 213	1 301	1 274	1 317	1 243	1 305	1 317	1 305	1 348	1 489
	20	1 274	1 290	1 227	1 317	1 290	1 333	1 259	1 321	1 333	1 321	1 365	1 507
	21	1 269	1 285	1 222	1 311	1 284	1 327	1 253	1 315	1 327	1 315	1 359	1 501
	22	1 250	1 266	1 204	1 291	1 265	1 307	1 235	1 296	1 307	1 296	1 339	1 478
	23	1 221	1 237	1 176	1 262	1 236	1 277	1 206	1 266	1 277	1 266	1 308	1 444

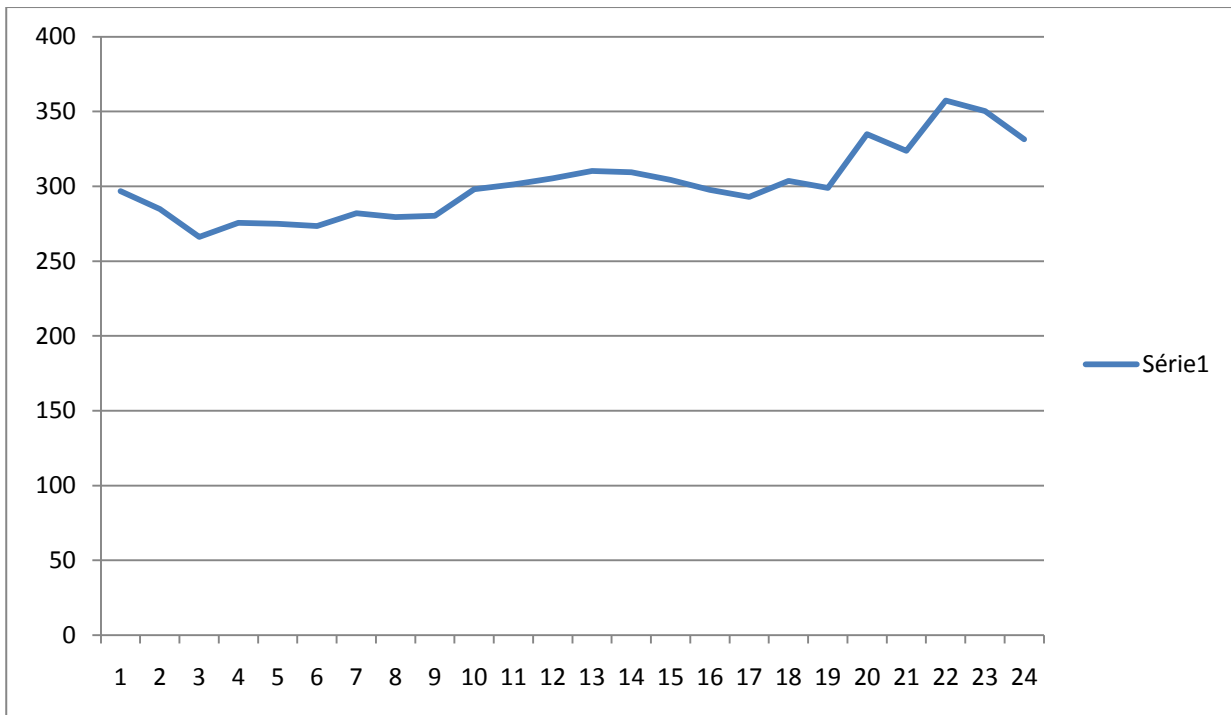
Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Production - Rapport Final

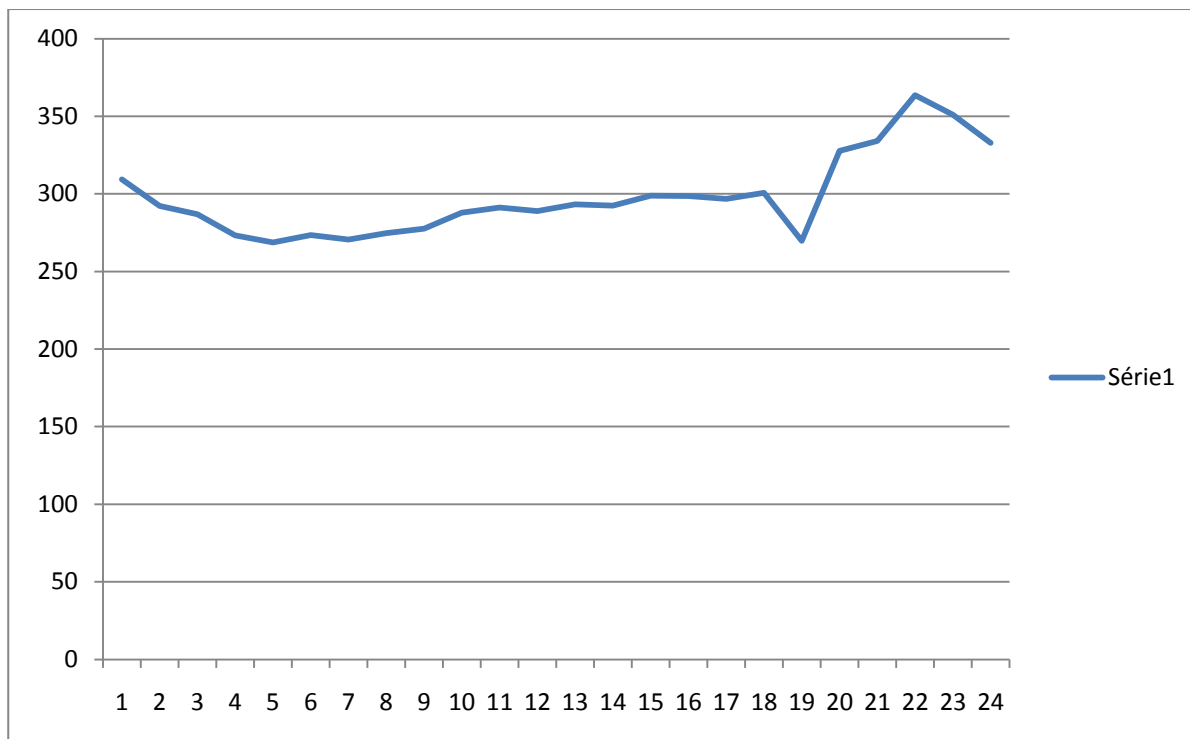
A.3. DIMANCHE TYPE DE 2025

Heure	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
0	758	768	731	784	768	793	749	786	793	786	812	897
1	730	739	703	754	739	764	721	757	764	757	782	864
2	716	725	690	740	725	749	708	743	749	743	767	847
3	678	687	654	701	687	710	670	703	710	703	727	802
4	670	678	645	692	678	700	661	694	700	694	717	792
5	663	671	638	685	671	693	655	687	693	687	710	784
6	664	672	640	686	672	694	656	688	694	688	711	785
7	649	657	625	670	657	679	641	672	679	672	695	767
8	659	668	635	681	667	690	651	683	690	683	706	780
9	673	682	649	696	681	704	665	698	704	698	721	796
10	679	687	654	701	687	710	670	703	710	703	727	803
11	688	697	663	711	696	720	680	713	720	713	737	814
12	699	707	673	722	707	731	690	724	731	724	748	826
13	716	725	690	740	725	749	707	742	749	742	767	847
14	733	743	707	758	742	767	724	760	767	760	786	868
15	714	723	687	737	722	746	705	740	746	740	764	844
16	718	727	692	742	727	751	709	744	751	744	769	849
17	719	728	693	743	728	752	710	746	752	746	770	851
18	747	756	719	772	756	781	738	774	781	774	800	883
19	828	839	798	856	838	866	818	859	866	859	887	980
20	812	822	782	839	822	849	802	841	849	841	869	960
21	809	819	779	836	818	846	799	838	846	838	866	957
22	790	800	761	816	800	826	780	819	826	819	846	934
23	761	771	733	786	770	796	752	789	796	789	815	900

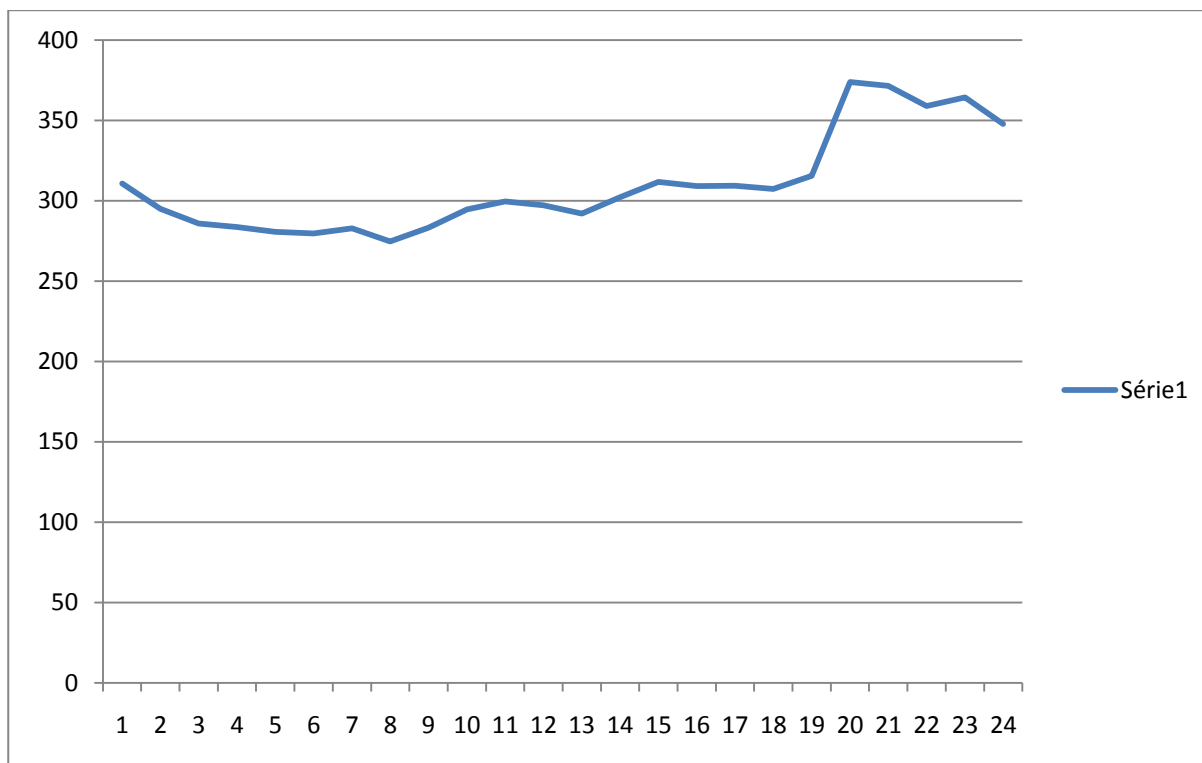
A.4. COURBE DE CHARGE DU LUNDI - MARS 2015



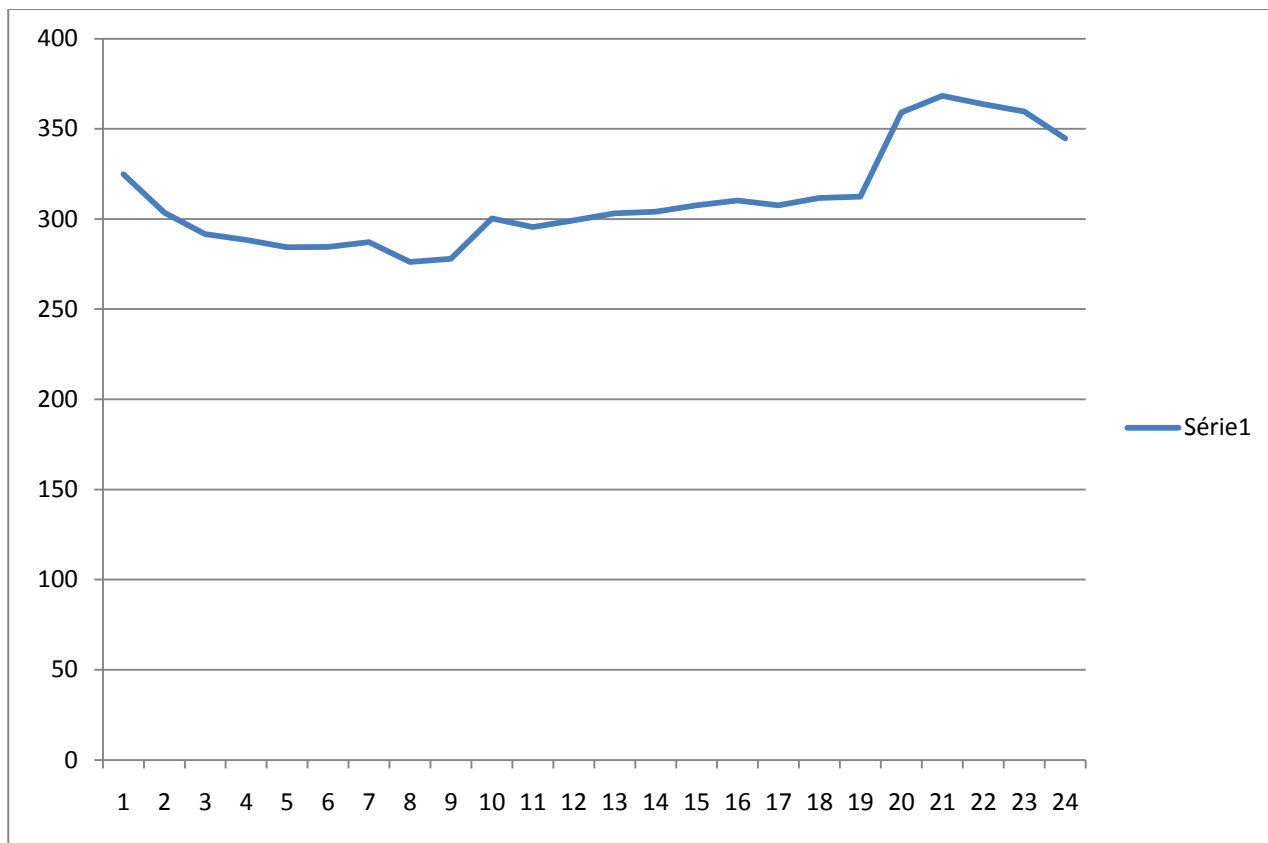
A.5. COURBE DE CHARGE DU MARDI - MARS 2015



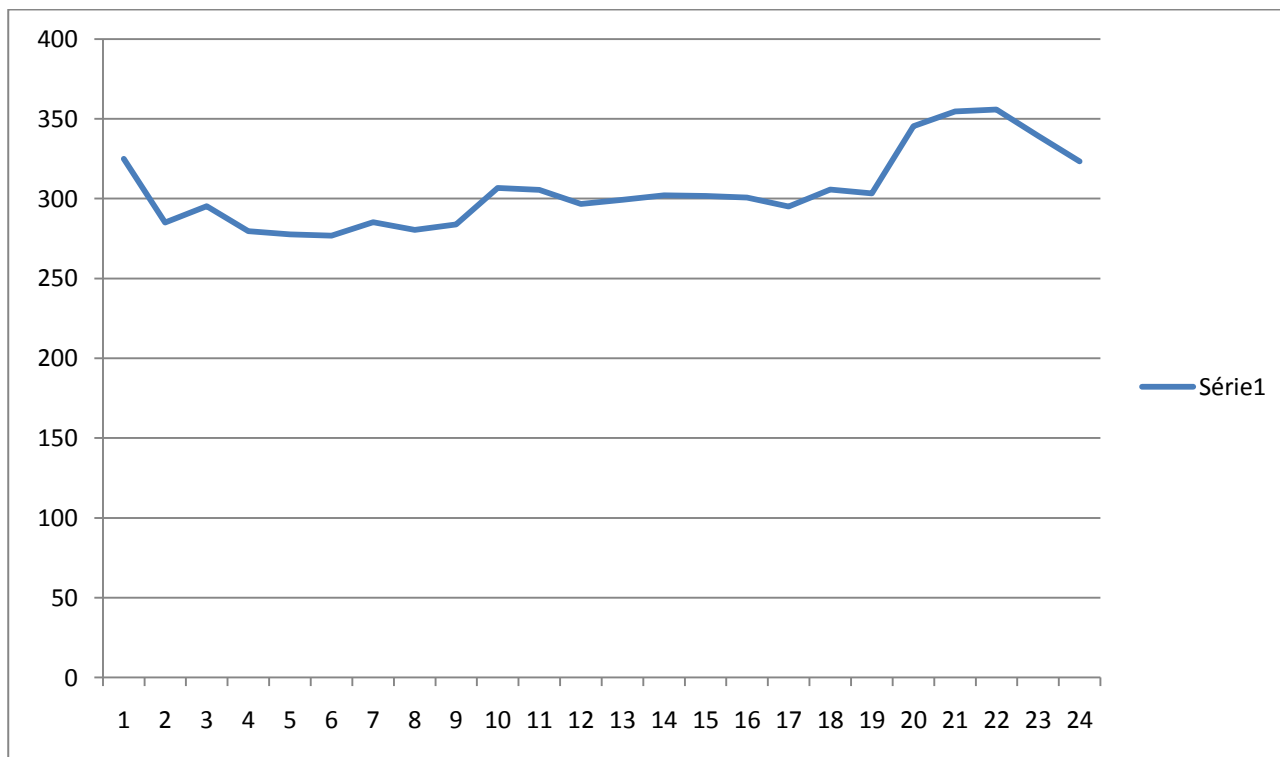
A.6. COURBE DE CHARGE DU MERCREDI - MARS 2015



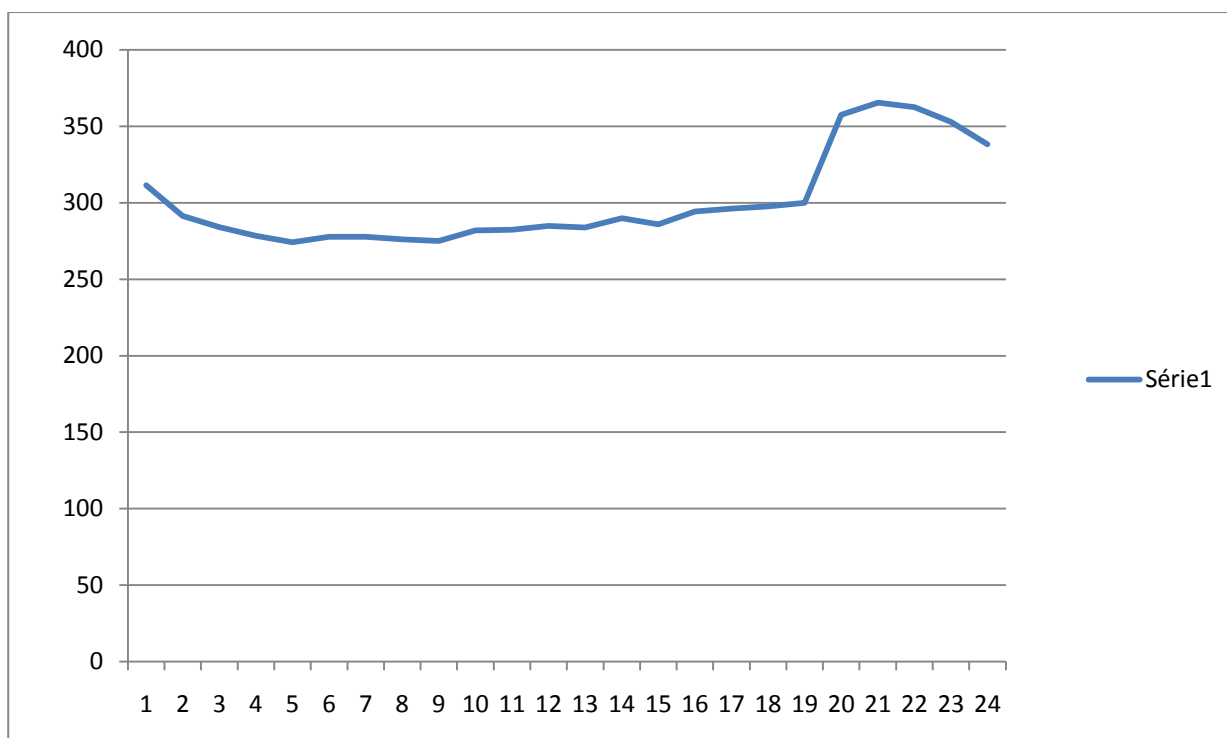
A.7. COURBE DE CHARGE DU JEUDI - MARS 2015



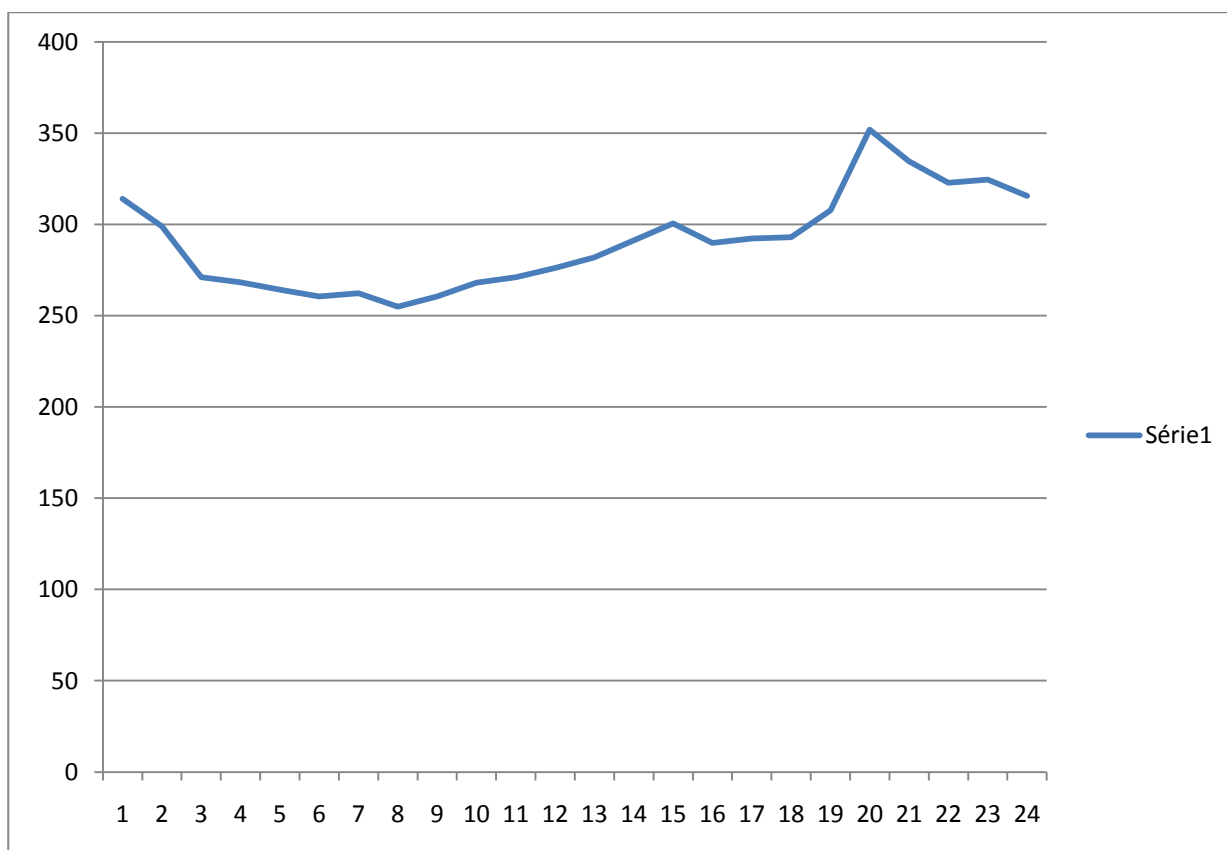
A.8. COURBE DE CHARGE DU VENDREDI - MARS 2015



A.9. COURBE DE CHARGE DU SAMEDI - MARS 2015



A.10. COURBE DE CHARGE DU DIMANCHE - MARS 2015



A.11. DELESTAGE PAR ANNEE POUR L'OPTION PRECONISEE

Année	Volume annuel du délestage (MWh)					
	Lavage mensuel	Inspection courte durée	Inspection parties chaudes	Conversion en CCG	Autres périodes	Total
2015	8 111	6 126	0	0	140	14 377
2016	3 296	1 409	0	0	0	4 705
2017	4 472	2 272	0	0	0	6 745
2018	6 636	2 239	4 477	0	0	13 353
2019	6 568	276	0	735	0	7 579
2020	8 689	7 119	0	0	0	15 808
2021	16 629	16 913	0	0	678	34 220
2022	6 677	3 662	9 766	0	0	20 105
2023	11 478	7 874	0	0	127	19 478
2024	2 499	1 630	0	0	37	4 166
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	80	0	0	0	0	80
2028	924	473	1 261	0	27	2 685
2029	0	0	0	0	0	0
2030	7	0	0	0	0	7
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	184	0	0	0	0	184
2034	1 196	0	0	0	0	1 196
2035	0	0	0	0	0	0
Total	77 448	49 992	15 505	735	1 009	144 688

Tableau 2: Volumes de délestage annuel pour l'option hydraulique

A.12. DELESTAGE PAR ANNEE POUR L'OPTION THERMIQUE

Année	Volume annuel du délestage (MWh)					
	Lavage mensuel	Inspection courte durée	Inspection parties chaudes	Conversion en CCG	Autres périodes	Total
2015	8 111	6 126	0	0	140	14 377
2016	3 296	1 409	0	0	0	4 705
2017	4 472	2 272	0	0	0	6 745
2018	6 636	2 239	4 477	0	0	13 353
2019	6 568	276	0	735	0	7 579
2020	8 689	7 119	0	0	0	15 808
2021	16 629	16 913	0	0	678	34 220
2022	6 677	3 662	9 766	0	0	20 105
2023	11 478	7 874	0	0	127	19 478
2024	3 174	1 938	0	0	17	5 129
2025	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0
2028	8	0	0	0	0	8
2029	250	0	0	0	0	250
2030	996	44	0	0	0	1 039
2031	6	0	0	0	0	6
2032	4 069	159	0	0	255	4 483
2033	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0
2035	18	0	0	0	0	18
Total	81 076	50 031	14 244	735	1 217	147 303

Tableau 3: Volumes de délestage annuel pour l'option thermique