



**Ministère de l'énergie,
du développement durable et de l'énergie**
Conseil général de l'environnement et du
développement durable

N° 009133-01

**Ministère de l'économie et des finances
Ministère du redressement productif**
Conseil général de l'économie, de
l'industrie, de l'énergie et des technologies
N° 2013/21/CGEiet/SG

RAPPORT

EXPERTISE SUR LE RENOUVELLEMENT DE LA CENTRALE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE DE LA SOCIETE LE NICKEL A NOUMEA

Jean-Philippe DURANTHON

Inspecteur général de l'administration du
développement durable

Jean-Luc VO VAN QUI

Ingénieur général des Mines

Septembre 2013

SYNTÈSE

1/ Par note du 6 juin 2013 Mme Batho, alors ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, M.Montebourg, ministre du redressement productif et M.Lurel, ministre des outre-mer, ont décidé l'organisation d'une mission chargée d'expertiser la décision prise par l'industriel du nickel Eramet et sa filiale SLN de remplacer la centrale électrique qui alimente l'usine de traitement du nickel de Nouméa en Nouvelle-Calédonie par une centrale à charbon. Cette mission a été confiée à Jean-Luc Vo Van Qui (CGEIET) et Jean-Philippe Duranthon (CGEDD). Ceux-ci ont rencontré l'ensemble des parties prenantes (en particulier l'industriel, les pouvoirs publics français et néo-calédoniens ainsi que les associations concernées) à Paris ou à Nouméa.

Le projet consiste à remplacer l'actuelle centrale au fuel, qui date des années 1970, par une centrale plus moderne fonctionnant au charbon et constituée par deux chaudières de 90 MW chacune. Comme la précédente cette centrale, dite centrale C, serait implantée sur le site actuel de l'usine de traitement de nickel qui est désormais inséré dans l'agglomération de Nouméa. Le coût d'investissement est évalué à 550 M€.

Ce projet répond à des objectifs industriels, économiques, et environnementaux. La centrale actuelle arrive en fin de vie. Son ancienneté explique sa faible productivité et nécessite des coûts d'entretien croissants, alors même que l'industriel, qui affronte la concurrence d'entreprises dont les coûts de production sont plus faibles, doit réaliser des efforts de productivité significatifs. Du point de vue environnemental, la centrale future permettra de respecter des normes plus exigeantes.

Ce projet est le troisième envisagé par l'industriel : il fait suite à un premier projet fondé sur le charbon (mais selon une autre technologie) adopté en 2008 mais abandonné par l'industriel en raison de la crise économique, puis à un deuxième projet fondé sur le gaz, proposé par EDF et retenu par l'industriel en février 2011 sous réserve que son surcoût par rapport à une solution au charbon puisse être compensé. Ce projet a été abandonné ensuite, l'industriel n'ayant reçu qu'une seule proposition d'approvisionnement en gaz beaucoup plus onéreuse que les hypothèses envisagées initialement. L'option gaz ayant eu les faveurs de nombreuses parties prenantes, en raison notamment de ses avantages environnementaux, particulièrement appréciés pour une centrale insérée dans l'agglomération de Nouméa, le revirement de l'industriel soulève dans l'île de nombreuses interrogations.

L'industriel a choisi de réaliser l'opération selon les méthodes du « financement de projet », afin de limiter la mise de fonds nécessaire et l'impact sur son bilan. A l'issue d'un appel d'offres il a engagé des discussions avec un groupement industriel et financier, qui s'est engagé à apporter le financement, construire la centrale et en assurer l'exploitation.

2/ La mission a tout d'abord constaté l'urgence du remplacement de l'actuelle centrale.

L'examen des compétences, auquel elle a ensuite procédé, a montré que la décision appartient à l'industriel, que l'Etat français n'a que peu de moyens d'intervention et que les différents niveaux institutionnels néo-calédoniens auront tous à intervenir pour que le projet soit réalisé :

- l'industriel a retenu l'option charbon en respectant le mode de gouvernance d'Eramet et de la SLN, dont les conseils d'administration se sont prononcés en faveur de l'option respectivement le 26 novembre et le 4 décembre 2012. Ces instances ont permis, d'une part aux représentants de l'Etat, d'autre part à ceux des provinces de

Nouvelle-Calédonie, de prendre part à la décision. La mission n'a pas trouvé trace d'un désaccord, mais a noté que les représentants néo-calédoniens ont souhaité s'abstenir lors du conseil d'Eramet et voter positivement lors de celui de la SLN ;

- l'Etat a transféré à la Nouvelle-Calédonie l'ensemble de ses pouvoirs dans les domaines minier et énergétique dans la loi organique du 19 mars 1999. Ses compétences sont désormais limitées à ses responsabilités d'actionnaire, puisqu'il détient, via le FSI, 25,7 % du capital d'Eramet, et à la possibilité d'accorder au projet le bénéfice de la « défiscalisation », s'il le souhaite. Au sein du conseil d'administration d'Eramet la prise de position des représentants de l'Etat, en faveur de l'option charbon, a été précédée par une concertation interministérielle donnant lieu à des instructions claires. La question de la défiscalisation n'a pas encore été examinée par les services, l'industriel n'ayant pas encore déposé de dossier ;
- les responsables néo-calédoniens sont concernés à trois niveaux : le territoire est compétent pour accorder l'autorisation d'exploiter la centrale, une éventuelle défiscalisation territoriale (d'enjeu financièrement limité) et des exonérations de taxes d'importation ; les provinces sont représentées au conseil d'administration d'Eramet et de la SLN via la STCPI et la province sud est compétente pour accorder l'autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), cette dernière compétence étant fondamentale puisqu'elle permet de discuter avec l'industriel le dispositif de protection de l'environnement ; la municipalité aura la responsabilité d'accorder le permis de construire la centrale. La seule compétence mise en œuvre jusqu'ici est la participation aux conseils de l'industriel ; aucune autre procédure n'a pour l'instant été engagée, l'industriel n'ayant pas encore déposé les dossiers correspondants.

3/ La mission a cherché à recenser les avantages et les inconvénients respectifs des deux options charbon et gaz.

Le fait que la décision incombe à l'industriel explique que le choix de l'option charbon ait été effectué en fonction de considérations essentiellement économiques. La mission a relevé qu'un travail important a été effectué en 2012 avant les conseils de novembre et décembre pour comparer les bilans économiques et financiers des deux options. Ce travail a été réalisé avec l'aide de conseils financiers extérieurs au groupe et a fait l'objet d'une analyse critique de la responsable de la mission des grands projets miniers au ministère des outre-mer. Il montre que l'option charbon est sensiblement plus économique que l'option gaz, l'écart étant d'environ 55 M\$ par an avec les hypothèses de prix retenues et croissant de manière importante en cas de hausse des prix énergétiques. Cet écart est trop important pour être compensé par des mesures publiques de rééquilibrage, de type défiscalisation. Il tient au fait que la construction d'une centrale au gaz est moins onéreuse que celle d'une centrale au charbon mais que son coût de fonctionnement est beaucoup plus important, principalement en raison de l'écart du coût des combustibles,

Sans refaire ces calculs, la mission a examiné les hypothèses sur lesquels ils reposaient et, même si certaines sont fragiles (le coût de l'investissement ou le rendement de la chaudière, par exemple), elle n'a pas vu de raison de les remettre en cause. Après avoir rencontré différents professionnels, elle considère notamment très peu probable une baisse du prix du gaz dans la région Asie Pacifique dans les années futures.

L'option gaz comporte en outre plusieurs incertitudes : la seule proposition faite à l'industriel dépend de la possibilité de s'approvisionner sur de nouveaux gisements australiens et les modalités de réalisation comportent encore de nombreux aléas et impliquent une organisation complexe et coûteuse : rotation de bateaux équipés et dimensionnés spécifiquement, installation d'équipements de stockage et de regazéification du gaz transporté sous forme liquide.

Du point de vue environnemental la nouvelle centrale, qu'elle fonctionne au gaz ou au charbon, apportera des améliorations considérables à la situation actuelle pour ce qui concerne le SO₂, les NOx et les poussières. L'écart entre les deux options est toujours en faveur du gaz mais est du second ordre. Mais deux sujets constituent des difficultés importantes dans le cas du charbon :

- brûler du charbon crée d'importantes quantités de cendres. L'industriel envisage diverses solutions afin de les valoriser, en particulier la fabrication d'un « ciment vert ». La possibilité technique d'y parvenir n'est toutefois pas encore avérée et, à supposer qu'elle le soit à l'avenir, la quantité de cendres qui pourront faire l'objet de ce traitement demeure incertaine ; il est donc nécessaire que l'industriel accélère les études qu'il mène sur ce dossier et envisage les solutions à mettre en place au cas où ses projets actuels n'aboutiraient pas;
- utiliser du charbon accroîtra la production directe de CO₂ par rapport à la situation actuelle. Même si le protocole de Kyoto n'est pas applicable en Nouvelle-Calédonie une telle augmentation pose problème. L'observation doit cependant être nuancée par le fait que la nouvelle centrale permettra à l'usine de la SLN, qui aujourd'hui utilise, en plus de sa centrale au fuel, de l'énergie hydroélectrique provenant du barrage de Yaté, de réduire fortement ce prélèvement et donc de permettre à Enercal, le principal distributeur d'électricité en Nouvelle-Calédonie, de remplacer par l'hydroélectricité ainsi rendue disponible de l'énergie provenant de moyens thermiques très pénalisants du point de vue environnemental. La nouvelle centrale de la SLN permettra donc indirectement d'améliorer globalement l'impact en CO₂ de l'ensemble des moyens énergétiques néo-calédoniens.

La mission a également examiné l'impact du choix entre charbon et gaz du point de vue de la sûreté. Alors qu'à cet égard le charbon ne crée aucune difficulté notable, le gaz implique la création d'un dispositif de stockage qui constituerait une installation Seveso : cela pourrait entraîner des mesures de protection lourdes et contraignantes.

4/ La mission s'est également demandé s'il existait des alternatives au choix entre les options gaz et charbon.

Le recours à un procédé industriel moins consommateur d'électricité et permettant une autre organisation industrielle ne peut pas, compte tenu de l'état actuel de l'art, être envisagé avant de nombreuses années et impliquerait une reconstruction complète de l'usine : il n'est donc pas compatible avec les contraintes résultant de la vétusté de la centrale actuelle.

Aucune autre hypothèse de localisation ne peut non plus être envisagée. Les localisations lointaines se heurtent à diverses difficultés, en particulier le fait que l'électricité doit pouvoir être acheminée avec régularité et sans risque d'interruption : tout arrêt d'un four mettrait en péril son existence et entraînerait des coûts de reconstruction importants. Les possibilités de choisir une localisation plus proche sont difficiles à imaginer compte tenu des contraintes à respecter (terrain plat, fonds marins permettant l'accostage des bateaux...) et comporteraient les mêmes inconvénients environnementaux que la localisation actuellement envisagée.

Les énergies renouvelables ne constituent pas non plus une alternative envisageable parce qu'elles ne permettent pas de satisfaire les contraintes du projet : l'éolien et le photovoltaïque ne sauraient garantir la puissance élevée requise (180 MW) et leur intermittence est incompatible avec le besoin industriel d'une puissance minimale garantie en permanence ; le solaire thermodynamique, que la mission a examiné attentivement avec l'aide de l'ADEME, repose sur une technologie qui n'est pas suffisamment mature pour être envisagée sérieusement dans les délais requis ; les projets d'Enercal concernant les moyens

hydroélectriques ont des horizons trop éloignés pour être compatibles avec le calendrier de la centrale C ; enfin, le potentiel de la Nouvelle-Calédonie en biomasse est faible et celui en géothermie est inexistant.

5/ Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la mission considère qu'il n'y a pas de motif de remettre en cause le choix effectué par l'entreprise, en plein accord avec l'Etat et les représentants néo-calédoniens, membres des instances de gouvernance de l'industriel.

Mais il est indispensable de demander à l'entreprise des efforts sur deux sujets :

- le traitement des cendres, auquel aucune réponse satisfaisante n'a pour l'instant été apportée ;
- les compensations à apporter à la production supplémentaire de CO₂. Ce sujet nécessite une approche globale au niveau de la Nouvelle-Calédonie dans son ensemble, et il serait logique que l'industriel contribue aux efforts que l'île envisage de réaliser pour développer les énergies renouvelables selon des modalités adaptées à leurs possibilités.

Enfin, l'industriel doit accomplir des efforts pour améliorer l'information des responsables et de la population de Nouvelle-Calédonie et répondre à leurs interrogations. La mission a en effet constaté à la fois que l'industriel semblait pâtir d'une image dégradée et que certaines questions légitimes n'avaient pas reçu de réponse.

SOMMAIRE

1 Le projet	2
1.1 Le contexte économique.....	2
1.2 L'usine métallurgique de Doniambo à Nouméa.....	3
1.3 Les difficultés de la centrale électrique de Doniambo.....	4
1.4 L'historique des différents projets	5
1.4.1 En 2006 : choix d'une centrale au charbon.....	5
1.4.2 En 2010-2011 : choix d'une centrale au gaz.....	6
1.4.3 Depuis 2012.....	6
1.5 Le projet actuellement retenu par SLN	7
2 Les compétences et le processus décisionnel.....	7
2.1 L'entreprise.....	7
2.2 L'État	8
2.2.1 L'État actionnaire.....	8
2.2.2 La défiscalisation.....	9
2.3 Les autorités de Nouvelle-Calédonie	10
2.3.1 Le territoire	10
2.3.1.1 L'autorisation d'exploiter une centrale électrique.....	10
2.3.1.2 La défiscalisation locale	10
2.3.1.3 Les exonérations de taxe d'importation.....	10
2.3.2 Les provinces.....	10
2.3.2.1 La participation aux délibérations d'Eramet et de la SLN via la STCPI	10
2.3.2.2 L'autorisation ICPE	11
2.3.3 La municipalité de Nouméa	11
2.4 Conclusion sur la répartition des compétences.....	11
3 Les aspects économiques	12
3.1 La faisabilité technique	12
3.1.1 Les procédés industriels	12
3.1.2 Les questions d'approvisionnement	13
3.2 Les enjeux économiques	15
3.2.1 Le calcul de l'entreprise	15
3.2.2 Le calcul critique de Mme Anne Duthilleul	16
3.2.3 Les hypothèses critiques sous-jacentes	17
3.2.3.1 Le coût de l'investissement.....	17
3.2.3.2 Le rendement de la centrale	17
3.2.3.3 L'évolution des prix respectifs du gaz et du charbon.....	18
3.2.3.4 La défiscalisation	18
3.2.3.5 L'instauration d'une taxe carbone	19
3.3 Les modalités de financement.....	20
3.4 Conclusion	20
4 Les aspects environnementaux	21
4.1 Dioxyde de soufre - SO ₂	22
4.2 Oxydes d'azote - NO _x	23
4.3 Les poussières	23
4.4 Dioxyde de carbone - CO ₂	23
4.5 Les déchets.....	24

5 Les aspects de sûreté	27
5.1 La situation actuelle	27
5.2 Le cas d'une centrale électrique au charbon.....	27
5.3 Le cas d'une centrale électrique au gaz.....	27
6 Les implications sur le système électrique de la Nouvelle-Calédonie	29
7 Les variantes et alternatives.....	30
7.1 Evolution du procédé industriel	30
7.2 Localisation.....	31
7.2.1 L'hypothèse d'une délocalisation lointaine	31
7.2.2 L'hypothèse d'une délocalisation proche	32
7.3 Énergies renouvelables.....	33
7.3.1 Les différentes options	34
7.3.1.1 Les énergies intermittentes.....	34
7.3.1.2 Les énergies non intermittentes	34
7.3.2 Les options mixtes	35
7.4 Compensations envisageables à la production de C02 supplémentaire.....	36
8 La concertation et l'information	38
▪ Annexe 1 : Lettre de mission.....	41
▪ Annexe 2 : Les personnes rencontrées ou entendues	43
▪ Annexe 3 : Le groupe ERAMET	49
▪ Annexe 4 : Le nickel en Nouvelle-Calédonie.....	53
- Annexe 5 : L'énergie en Nouvelle-Calédonie	55
▪ Annexe 6 : Intervention de Mme Batho, ministre de l'environnement, du développement durable et de l'énergie, lors des questions au gouvernement le 24 avril 2013	59
- Annexe 7. Principaux acronymes utilisés	61

Introduction

La Société Le Nickel (SLN), qui exploite l'usine de nickel de Doniambo à Nouméa, a décidé, en décembre 2012, de remplacer la centrale électrique actuelle qui alimente le site, vieillissante, par une centrale à charbon. Ce choix, de préférence à celui du gaz, a suscité un certain nombre d'interrogations de la part de responsables du territoire et d'associations. Plusieurs d'entre eux ont adressé des courriers au gouvernement du territoire ou de la France demandant que les raisons de ce choix leur soient expliquées. Le 24 avril 2013 Mme Sonia Lagarde, députée du territoire, est intervenue sur ce thème à l'Assemblée Nationale dans le cadre des questions au gouvernement. Mme Delphine Batho, alors ministre de l'environnement, du développement durable et de l'énergie, lui a répondu que « le gouvernement rest(ait) prêt à expertiser toute solution alternative au choix du charbon, qui pose évidemment un problème environnemental »¹.

Le 6 juin 2013 Mme Delphine Batho, M. Arnaud Montebourg, ministre du redressement productif et M. Victorin Lurel, ministre des outre-mer, ont demandé aux vice-présidents du Conseil général de l'économie, de l'industrie et des technologies (CGEIET) et du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD), de diligenter une expertise complémentaire pour apprécier le choix d'une centrale à charbon et le processus de décision retenu par la SLN et Eramet, son actionnaire de référence².

Les vice-présidents du CGEIET et du CGEDD ont désigné, pour réaliser cette mission, respectivement MM. Jean-Luc Vo Van Qui et Jean-Philippe Duranthon.

Les deux experts ont rencontré l'ensemble des parties prenantes au dossier, d'une part à Paris, d'autre part à Nouméa où ils ont passé six jours pleins du lundi 8 juillet au samedi 13 juillet³. Ils ont eu des entretiens avec, en particulier, les élus et les responsables de Nouvelle Calédonie (territoire, provinces, commune de Nouméa), les responsables de la SLN et d'Eramet et les administrations de l'Etat (cabinets des ministres et services). Ils se sont également entretenus avec les associations environnementales et celles de riverains ainsi qu'avec les syndicats de la SLN. Ils ont aussi consulté divers experts afin de conforter leur connaissance des problématiques examinées (marchés énergétiques, situation électrique de la Nouvelle Calédonie, énergies nouvelles)⁴.

Dans le présent rapport les deux experts ont cherché, d'une part à faire la liste des interrogations qu'appelle l'analyse du dossier et notamment de celles qu'ont exprimées les différents interlocuteurs rencontrés, d'autre part à fournir pour chacun des points ainsi identifiés les données de base permettant d'apprécier la pertinence des différentes solutions envisageables *a priori* puis à en tirer les conclusions. C'est pourquoi seront successivement passés en revue dans le présent rapport, après le rappel des caractéristiques principales du projet, le processus décisionnel retenu, les aspects économiques, les aspects environnementaux, les aspects intéressant la sûreté, les implications pour le système électrique de la Nouvelle Calédonie, les variantes et alternatives au choix du charbon ou au gaz, enfin la concertation et l'information des responsables territoriaux et de la population. Une présentation du groupe Eramet, un rappel des enjeux du nickel en Nouvelle Calédonie et des indications sur la production et la consommation d'énergie dans l'île figurent en annexe.

¹ Voir la question de Mme Lagarde et la réponse de Mme Batho en annexe 6.

² Voir en annexe 1 la lettre de mission adressée par les trois ministres.

³ L'un des deux experts n'a pu parvenir à Nouméa que le mardi 9 juillet, plusieurs vols ayant été annulés du fait d'avaries survenues à un avion d'Air Calin.

⁴ La liste des personnes rencontrées figure en annexe 2.

1 Le projet

Le remplacement de l'actuelle centrale électrique de Nouméa/Doniambo est motivé par les inconvénients de l'installation (§ 1.3), qui sont particulièrement pénalisants dans le contexte économique présent (§1.1). Le projet actuel (§ 1.5) est l'aboutissement d'un long processus qui a connu des allers-et-retours importants (§ 1.4)⁵.

1.1 Le contexte économique

La Société Le Nickel (SLN) est l'acteur historique de l'extraction du nickel en Nouvelle-Calédonie. Il était l'acteur néo-calédonien unique jusqu'à la décision récente de créer deux autres implantations industrielles, l'une dans le Nord (Koniambo, opérée par l'entreprise néo-calédonienne SMSP⁶), l'autre dans le Sud (Prony, opérée par le groupe brésilien Vale). Grâce à la SLN le groupe Eramet maîtrise la totalité du cycle industriel du nickel, seules les phases d'extraction du matériau et de séparation du minerai étant effectuées dans l'île.

La SLN est contrôlée par la société Eramet qui possède 56 % de son capital, aux côtés des collectivités néo-calédoniennes via la Société territoriale calédonienne de participation industrielle (STCPI), lesquelles disposent avec 34 % d'une minorité de blocage, et de l'industriel japonais Nissin Steel (10 %). Eramet, pour sa part, a pour principaux actionnaires la famille Duval (37 %) et l'Etat français via le Fonds stratégique d'investissement (FSI) (25,7 %)⁷.

L'industrie du nickel est une industrie mondiale et la position du groupe Eramet est actuellement menacée par l'émergence de nouveaux acteurs aux coûts moindres que les siens ce qui l'a conduit à mettre en œuvre à partir de 2009 un plan d'amélioration de la productivité lui permettant de revenir dans le huitième décile.

Le groupe souhaite à présent se doter d'une nouvelle centrale électrique pour alimenter son usine métallurgique de Nouméa afin d'abaisser encore le coût de production et d'améliorer sa compétitivité. Il évalue en effet le coût de l'électricité de la centrale actuelle, dite centrale B, à 230 \$/MWh alors que ses principaux concurrents supportent un prix

⁵ Dans le présent rapport les éléments relatifs au projet émanant du groupe Eramet/SLN sont pour l'essentiel contenus dans les documents suivants : Mars & co, évolution à long terme du marché du GNL en Asie Pacifique, synthèse, 18 octobre 2012 ; Eramet, centrale C enjeux stratégiques de la SLN, 26 octobre 2012 ; conseil d'administration d'Eramet du 26 octobre 2012, projet de renouvellement de la centrale électrique de Doniambo, choix du combustible ; comité stratégique de la SLN du 20 novembre 2012, projet de renouvellement de la centrale électrique de Doniambo, choix du combustible.

⁶ Société minière du Sud Pacifique.

⁷ Voir en annexe 3 la présentation du groupe Eramet.

compris généralement entre 79 et 146 \$.⁸ Or l'électricité représente selon Eramet le tiers du prix de revient du nickel produit⁹.

1.2 L'usine métallurgique de Doniambo à Nouméa

L'usine de traitement du minerai de nickel de la société SLN est située à Doniambo, au nord de l'agglomération de Nouméa, sur un terrain remblayé gagné sur la mer au fur et à mesure de l'extension de l'activité. Initialement l'usine se trouvait hors de la ville, mais l'extension urbaine a conduit à ce qu'elle soit aujourd'hui largement enserrée dans le tissu urbain.

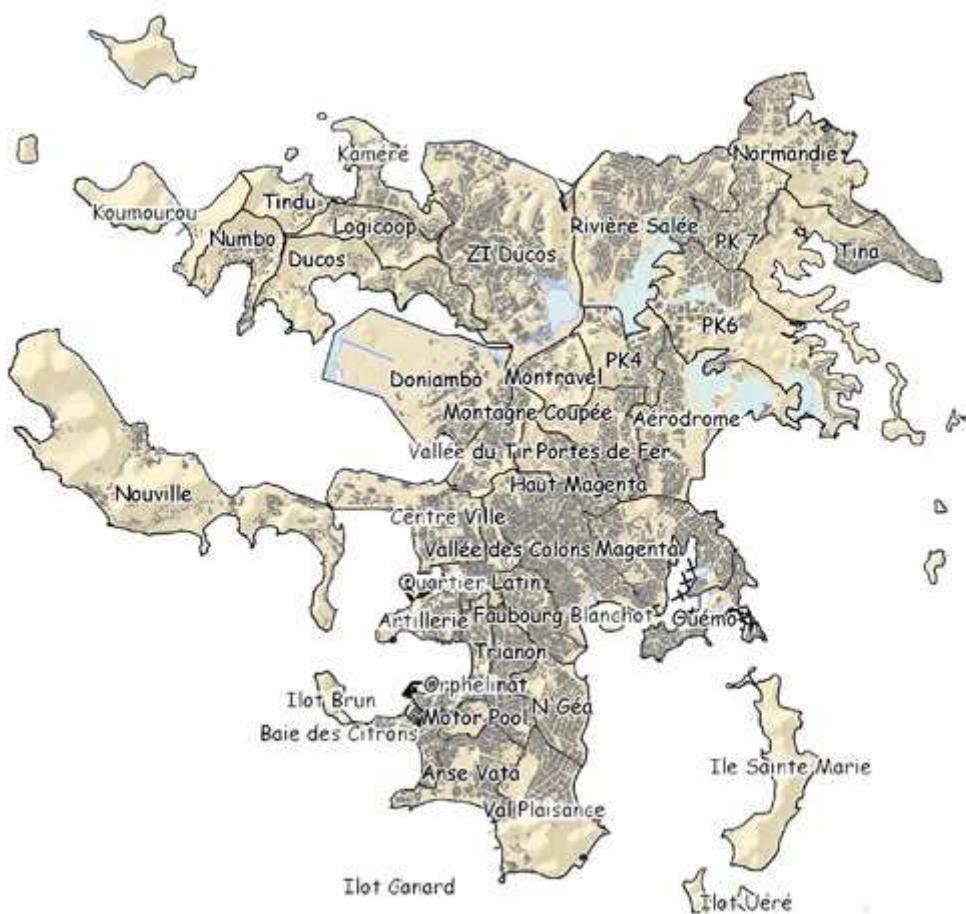


Figure 1: Situation de l'usine de Doniambo dans le Grand Nouméa

L'usine est alimentée par des vraquiers qui vont chercher le minerai des différentes exploitations de la SLN en Nouvelle-Calédonie.

Le minerai est homogénéisé par mélange des différentes origines, séché, calciné puis introduit dans les fours.

Ces fours, au nombre de trois, constituent le cœur du procédé pyrométallurgique. Ce sont des fours électriques de 60 MW dans lesquels le minerai est porté à haute température

⁸ Les coûts sont généralement compris entre 79 et 103 \$; seuls deux concurrents ont des coûts de production supérieurs à cette fourchette, mais inférieurs à ceux de la centrale B : 142 et 146 \$ respectivement.

⁹ Et 25 % environ de l'ensemble des charges comptables.

(1 600°C) pour séparer par fusion le ferro-nickel des scories. Il s'agit d'un procédé très gourmand en énergie qui est adapté aux minerais « riches » en nickel. Les fours doivent être gardés en chauffe de façon permanente, faute de quoi il résulterait des dommages importants pouvant nécessiter leur reconstruction (puissance minimale nécessaire de 90 MW pendant au plus 3 jours, puis 130 MW au-delà) (coût d'un four : 100 M€).

Le ferro-nickel est ensuite pour une partie grenillé et est alors livrable aux clients sidérurgistes. Pour une autre partie, il est transformé en sulfure de nickel (matte) qui est ensuite envoyé à l'usine de Sandouville (France) de la société ERAMET.

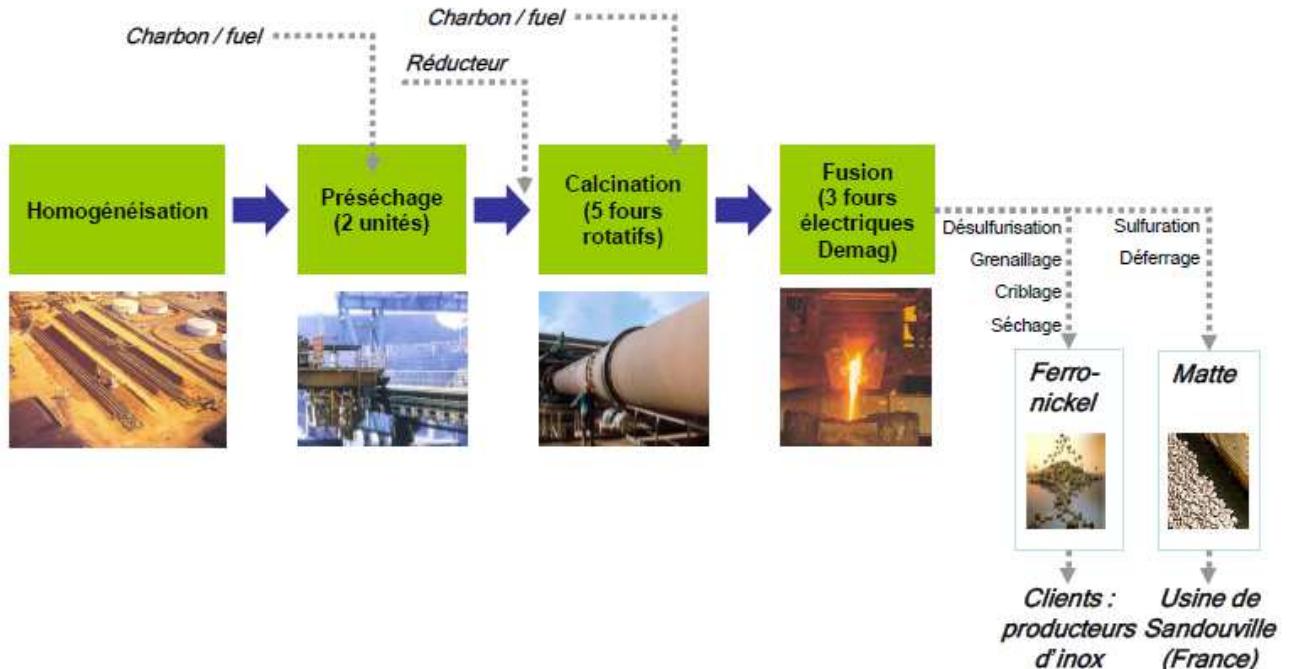


Figure 2: Processus de l'usine de Doniambo (Source: SLN)

Le site comporte diverses installations annexes :

- quais de déchargement,
- stockages des produits,
- centrale électrique (dite centrale B),
- entreposage des scories.

1.3 Les difficultés de la centrale électrique de Doniambo

L'électricité nécessaire à l'usine pyrométallurgique de Nouméa a deux origines :

- pour l'essentiel (930 GWh, soit 77 % environ), la centrale B actuelle, d'une puissance de 160 MW, qui comprend quatre unités de 40 MW fonctionnant au fioul. Elle est la propriété de la SLN mais est exploitée par du personnel de l'entreprise électrique néo-calédonienne Enercal. L'effectif concerné est de 90 personnes ;
- pour environ 23 % le barrage hydroélectrique de Yaté. La SLN utilise en effet la majeure partie (270 GWh sur un total d'environ 350) de l'énergie produite par le

barrage, dont elle bénéficiait jusqu'à récemment à un coût faible du fait des accords conclus lors de la construction de celui-ci dans les années 50.

La centrale B est ancienne : sa mise en service date du début des années 1970. Cette ancienneté a plusieurs inconvénients qui se conjuguent :

- son coût d'entretien va croissant ; la SLN et Eramet ont pu, jusqu'à présent, contenir cette évolution grâce à un programme d'entretien adapté mais la tendance est inévitable ;
- son rendement est médiocre (inférieur à 30 %), sensiblement plus faible que celui des centrales plus modernes ;
- elle fait peser un risque sur l'usine métallurgique elle-même puisqu'en cas d'incident sérieux il serait difficile d'éviter l'arrêt d'un four, ce qui ne peut être envisagé sauf à mettre en péril le four lui-même ;
- son impact sur l'environnement est significatif : les dégagements de SO₂ sont de 1500 à 2000 mg/Nm³, ceux de NO_x de 200 à 400 et les poussières de 150 à 200.

Le remplacement de la centrale a donc deux objectifs principaux :

- un objectif économique : la SLN espère diminuer son coût de fonctionnement ;
- un objectif environnemental.

La centrale devra faire face prochainement à deux échéances :

- sa cinquième visite décennale devra être effectuée à partir de 2018. Or aucune chaudière du type de celles en service à Doniambo ne semble avoir jamais atteint ce stade. La prolongation des chaudières actuelles pourrait impliquer des travaux très lourds.
- un texte définissant de nouvelles normes de rejet est en cours d'élaboration et reprendra celles qui sont en vigueur en Europe. Même si des normes spécifiques sont prévues pour les installations existantes et si des délais sont précisés pour leur mise en conformité il est probable que ce texte obligera la SLN à prévoir des travaux non négligeables.

La centrale rencontre une dernière difficulté : sa localisation. Elle est en effet située sur l'emprise de l'usine pyrométallurgique elle-même, qui est désormais incluse dans l'agglomération de Nouméa. Il est évident que cette localisation rend particulièrement évidents et sensibles les inconvénients environnementaux de l'usine et limite les possibilités d'adaptation.

1.4 L'historique des différents projets

Ces différents constats expliquent que le groupe Eramet/SLN ait depuis plusieurs années étudié le remplacement de la centrale B. Mais l'entreprise a successivement fait le choix de trois projets très différents.

1.4.1 En 2006 : choix d'une centrale au charbon

Le groupe a tout d'abord choisi la formule d'une centrale à charbon, selon la technique du lit fluidisé circulant et comportant trois chaudières de 70 MW. Le dossier a été étudié de manière très complète et en 2009 la province Sud a accordé l'autorisation d'exploiter au titre des ICPE¹⁰. Malgré cet accord l'entreprise a décidé de mettre le projet en

¹⁰ Installations classées pour la protection de l'environnement.

sommeil et a expliqué ce changement d'attitude par la crise économique qui rendait malaisé l'accès au financement.

L'explication peut surprendre dans la mesure où le marché du nickel est un marché cyclique sur lequel interviennent des acteurs qui ont une stratégie de long terme. Les marchés financiers ont effectivement été *de facto* fermés pendant plusieurs semaines mais ont redémarré ensuite selon, il est vrai, des modalités et à des coûts modifiés.

1.4.2 En 2010-2011 : choix d'une centrale au gaz

EDF a, en 2010, proposé à Eramet d'étudier conjointement un projet de centrale au gaz. L'électricien examinait alors la possibilité d'installer des centrales de faible taille adaptées aux besoins des îles (Corse, Antilles, Nouvelle-Calédonie). Un accord de partenariat a été signé par les deux entreprises le 7 octobre 2010. Les hypothèses de travail retenues par EDF et les avantages environnementaux de l'option gaz ont séduit de nombreuses parties prenantes, si bien que le 12 février 2011 la SLN a indiqué officiellement par un communiqué que « *le conseil d'administration de la société Le Nickel-SLN donne sa préférence à la filière gaz... sous réserve de trouver les moyens appropriés permettant de remédier au surcoût inhérent à cette solution* ». Le 18 mars 2011 le comité des engagements d'EDF a donné lui aussi son accord pour engager la phase de développement du projet.

Malgré ses avantages cette option n'a pas pu se concrétiser pour deux raisons :

- une seule proposition de fourniture de gaz a été reçue par Eramet et EDF à l'issue de la campagne de prospection ; or celle-ci, qui émanait de Shell, était beaucoup plus onéreuse que les hypothèses envisagées par EDF au démarrage de l'étude : prix de l'ordre de 14,8 % de la référence pétrole¹¹ au lieu de 12 % envisagés, absence de plafond, ou plafond fixé à un niveau extrêmement élevé au lieu d'un cap à 90 \$/b mettant la SLN à l'abri d'un dérapage éventuel du prix du pétrole ;
- la problématique du transport du gaz par bateau s'est avérée beaucoup plus complexe et onéreuse que prévu, du fait de l'absence de navires adaptés. L'ensemble navire dédié plus terminal de stockage flottant était chiffré à 140 M€.

Ces difficultés ont amené le groupe Eramet à renoncer à l'option gaz dans le courant de 2012 et à relancer l'option charbon qu'elle avait continué à étudier parallèlement..

On peut s'étonner que le groupe ait annoncé publiquement sa préférence pour l'option gaz avant même de lancer la consultation pour l'approvisionnement et de connaître les conditions du marché, et avant de savoir s'il serait possible de lever la condition mise, la compensation du « surcoût inhérent à cette solution ». L'annonce a créé des espoirs qui n'ont pas été satisfaits et le groupe a donné une image d'indécision ou de légèreté.

1.4.3 Depuis 2012

Le groupe Eramet a repris en 2012 l'étude de l'option charbon mais en préférant cette fois la technologie du charbon pulvérisé. Après avoir été soumis à la contre-expertise de la chargée de mission pour les grands projets outre-mer, le dossier résultant de ces travaux a été approuvé par le conseil d'administration d'Eramet le 26 octobre 2012, par le comité stratégique de la SLN le 20 novembre 2012 et par le conseil d'administration de la SLN le 4 décembre 2012.

¹¹ Il semble que la SLN ait pu choisir entre une référence au Brent ou au JCC, légèrement inférieure.

1.5 Le projet actuellement retenu par SLN

Le projet consiste en l'installation d'une centrale de 180 MW (appelée centrale C) constituée de deux chaudières de 90 MW chacune ; s'y ajoute une turbine à combustion (TAC) de secours de 40 MW. Il est prévu que le charbon vienne d'Australie. Le coût de l'investissement est estimé à 550 M€.

La centrale serait installée sur l'emprise actuelle de la SLN à Nouméa/Doniambo mais plus au nord que la centrale B actuelle. Contrairement à la celle-ci, la centrale C serait exploitée par le partenaire avec lequel SLN contractera et non par Enercal.

A l'issue d'un appel d'offres le groupe Eramet a accordé la préférence à la proposition émanant d'un groupe coréen qui comprend la totalité des trois prestations que sont le financement, la construction et l'exploitation de la centrale.

2 Les compétences et le processus décisionnel

Il a semblé important à la mission de clarifier comment ont été prises les décisions relatives à ce projet au niveau de l'entreprise.

En ce qui concerne les pouvoirs publics, les accords de Matignon, conclus le 26 juin 1988, et surtout l'accord de Nouméa, signé le 5 mai 1998 et conforté par la loi organique du 19 mars 1999, ont transféré de nombreuses compétences à la Nouvelle-Calédonie. Il est donc nécessaire de connaître les compétences respectives de chaque entité pour apprécier la portée des décisions qui ont été prises et de celles qui restent à prendre.

2.1 L'entreprise

Le remplacement de la centrale électrique qui alimente l'usine métallurgique de la SLN est clairement une compétence de l'entreprise. C'est donc à elle de prendre la décision. Toutefois sa maison mère, Eramet, ne peut se désintéresser du sujet, d'une part parce que l'investissement dépend de la stratégie industrielle d'Eramet, d'autre part parce que l'importance de l'investissement a des conséquences majeures sur les comptes de sa filiale SLN. Du point de vue institutionnel ce constat a pour conséquence que les décisions concernant la centrale C doivent être prises à la fois au niveau de la SLN et à celui d'Eramet.

Plus récemment, la nécessité, pour répondre aux demandes de la partie coréenne dans les discussions relatives au plan de financement, de faire porter l'investissement, non par la SLN mais par Eramet, a accru l'obligation pour cette dernière de s'impliquer fortement dans le dossier.

La procédure suivie jusqu'ici a respecté cette nécessité¹² :

- au sein de la SLN l'instruction du dossier de la « centrale C » a été confiée, fin 2009, au comité stratégique composé de six personnes dont quatre représentent Eramet et deux la STCPI. Celui-ci s'est réuni quatre fois en 2012 et a examiné le dossier à chacune de ses réunions. Cet examen s'est achevé par la décision suivante, prise

¹² Les experts ont eu accès aux procès-verbaux des réunions du conseil d'administration d'Eramet, du comité stratégique et du conseil d'administration de la SLN.

lors de sa réunion du 20 novembre 2012 : « Le comité stratégique se prononce à l'unanimité¹³ pour la recommandation¹⁴ de la technologie charbon ». Le Conseil d'administration, pour sa part, a examiné à chacune de ses réunions le rapport que lui faisait le comité stratégique. Il a ainsi, en 2012, évoqué le projet de la centrale C lors de quatre de ses cinq réunions¹⁵. Lors de sa séance du 4 décembre 2012, le conseil d'administration a validé à l'unanimité le choix fait en faveur du charbon ;

- au sein d'Eramet, le dossier a été suivi avec une grande attention mais n'a été que rarement discuté au niveau du conseil d'administration. Celui-ci s'est cependant positionné de façon très claire lors de sa séance du 26 novembre 2012 en « décid(ant)... qu'Eramet soutiendra le choix par SLN d'une centrale au charbon ». Il convient de noter à propos de cette séance que :
 - le procès-verbal de la séance indique que le Conseil s'est prononcé « à l'unanimité » mais que les représentants de la STCPI se sont abstenus¹⁶
 - les représentants de l'Etat se sont exprimés au cours de la séance et ont indiqué de manière très claire leur position sur le projet.

2.2 L'État

L'article 22 de la loi organique du 19 mars 1999 dispose que « la Nouvelle-Calédonie est compétente dans les matières suivantes...

- 11° Réglementation relative aux hydrocarbures, au nickel, au chrome et au cobalt...
- 26° Production et transport d'énergie électrique, réglementation de la distribution d'énergie électrique... ».

L'Etat français a donc transféré les compétences qu'il exerçait jusqu'alors en la matière et, en application d'un décret du 24 août 2000¹⁷, la partie de la direction de l'industrie, des mines et de l'énergie (DIMENC) « chargée de la réglementation relative aux hydrocarbures, au nickel, au chrome et au cobalt » travaille désormais pour le compte du gouvernement de Nouvelle-Calédonie¹⁸.

Dans ce contexte l'Etat n'assume, vis-à-vis du dossier, que deux responsabilités :

- Une responsabilité d'actionnaire,
- La responsabilité de l'éventuel octroi d'une défiscalisation

2.2.1 L'État actionnaire

Comme on l'a vu précédemment, l'Etat est actionnaire d'Eramet à hauteur de 25,7 % par l'intermédiaire du fonds stratégique d'investissement (FSI)¹⁹. Il dispose au conseil d'administration de deux postes d'administrateur sur quatorze, confiés l'un à un

¹³ 5 des 6 membres du comité étaient présents : P.Buffet, président d'Eramet, était absent.

¹⁴ Au conseil d'administration de la SLN.

¹⁵ La réunion au cours de laquelle le conseil n'a pas examiné le dossier était consacrée au projet de rapport sur le « schéma stratégique industriel de la Nouvelle-Calédonie » élaboré par le comité stratégique industriel mis en place en Nouvelle-Calédonie.

¹⁶ Un seul était présent ; son collègue lui avait donné son pouvoir.

¹⁷ Décret n° 2000-804 du 24 août 2000 relatif à la date et aux modalités de transfert à la Nouvelle-Calédonie des services de l'Etat chargés de la mise en œuvre des compétences transférées par la loi organique n° 99-209 du 19 mars 1999 relative à la Nouvelle-Calédonie.

¹⁸ La DIMENC travaille également pour le compte des provinces dans le cadre de conventions.

¹⁹ Les experts ont noté qu'existaient un pacte d'actionnaires entre l'Etat et la famille Duval mais n'ont pas examiné ses incidences éventuelles sur le projet.

membre du FSI, l'autre à un représentant de l'Agence des participations de l'Etat (APE)²⁰. L'Etat participe par conséquent aux décisions relatives à la centrale C.

Les experts ont constaté que les deux administrateurs ont préparé la décision prise lors du conseil d'administration du 26 octobre 2012 en liaison avec leurs cabinets respectifs et que la position qu'ils ont adoptée a été validée préalablement par le cabinet du Premier ministre. Comme on l'a vu, cette position a été clairement exprimée au cours du Conseil du 26 novembre 2012 qui s'est prononcé en faveur de l'option charbon.

Dans ce cadre, l'Etat s'est focalisé sur les problématiques prioritaires pour un actionnaire, c'est à dire les enjeux stratégiques et les aspects financiers. Les autres problématiques pouvant intéresser les pouvoirs publics et notamment les aspects environnementaux ne semblent pas avoir été examinées de façon approfondie dans ce cadre.

2.2.2 La défiscalisation

La loi permet à l'Etat de favoriser la réalisation d'investissements dans les départements et territoires d'outre-mer en autorisant des investisseurs à déduire de l'impôt sur les sociétés qu'ils doivent globalement, le tiers de l'investissement réalisé par l'entreprise ultramarine jugé éligible au dispositif. La décision, prise par le ministre du budget après consultation des autres ministres intéressés, dépend non des crédits ouverts dans le cadre d'une enveloppe budgétaire mais d'une analyse effectuée par les services du ministère.

Ceux-ci, que les experts ont rencontrés, examinent tout d'abord le respect de plusieurs conditions :

- l'éligibilité de l'investissement : les activités économiques ne sont pas toutes éligibles, mais les secteurs minier et énergétique le sont,
- la solidité du montage financier,
- la régularité juridique de l'organisation proposée,
- l'engagement d'exploiter l'investissement pendant au moins sept ans.

Si ces préalables sont satisfaits, la décision d'octroi d'une défiscalisation résulte de l'examen de quatre critères principaux :

- l'intérêt économique du projet pour le territoire,
- l'effet sur l'emploi,
- l'intégration du projet dans la politique d'aménagement du territoire et la politique de développement durable,
- la sécurité juridique des investisseurs et des tiers.

La procédure est soumise à un calendrier strict : la demande d'agrément doit être déposée avant tout démarrage de l'opération ou achat de matériels mais après dépôt du dossier d'autorisation ICPE ; l'agrément est subordonné à l'obtention de cette autorisation ainsi que du permis de construire.

Eramet a exprimé aux experts son intention de déposer un dossier d'agrément²¹. Il n'a pas encore engagé cette procédure mais aurait tout intérêt, compte tenu de la longueur des délais d'examen (un à deux ans vraisemblablement), à prendre contact avec les services fiscaux en amont de la procédure formelle pour expliquer son dossier et connaître les documents nécessaires à l'examen par les services.

²⁰ Voir en annexe 3 une présentation du groupe Eramet.

²¹ Une décision en ce sens figure dans le procès verbal de la réunion du comité stratégique de la SLN du 10 février 2012.

L'industriel avait déposé une demande officielle de défiscalisation en 2008. Aucune décision n'avait été prise, l'industriel ayant retiré son dossier avant la fin de la procédure d'instruction.

2.3 Les autorités de Nouvelle-Calédonie

Le territoire, les provinces et la municipalité de Nouméa ont tous à intervenir pour la réalisation du projet.

2.3.1 Le territoire

Le gouvernement de Nouvelle-Calédonie dispose vis-à-vis du projet de trois compétences, dont une déterminante.

2.3.1.1 L'autorisation d'exploiter une centrale électrique

Cette autorisation, qui est distincte de l'autorisation d'exploiter une ICPE (cf. infra), est délivrée par le gouvernement de Nouvelle-Calédonie.

Aucune procédure n'a bien évidemment été engagée pour l'instant.

2.3.1.2 La défiscalisation locale

Le gouvernement de Nouvelle-Calédonie a la possibilité, pour soutenir le développement économique de l'île, d'accorder une aide fiscale à certaines entreprises. Toutefois son représentant, rencontré par les experts, a indiqué que le dispositif fonctionnait dans le cadre d'une enveloppe fixée *a priori* et que celle-ci n'était que d'environ 3 M€ par an. L'ordre de grandeur est à l'évidence sans commune mesure avec les enjeux financiers de la centrale C. Une défiscalisation territoriale, même de montant symbolique, pourrait cependant avoir l'intérêt de montrer l'intérêt porté par le gouvernement néo-calédonien au projet.

Aucune procédure n'a pour l'instant été engagée sur ce point.

2.3.1.3 Les exonérations de taxe d'importation

Les produits importés donnent lieu à perception de divers droits de douane, les principaux étant la taxe générale à l'importation (TGI), la taxe de base à l'importation (TBI) et, pour les produits importés par la voie maritime, la taxe de péage (TP). Les taux de ces taxes varient selon différents critères mais leur addition atteint de l'ordre de 20 à 30 % de la valeur du produit importé. Le gouvernement néo-calédonien a la possibilité d'accorder des exonérations totales ou partielles, généralement assorties de conditions et engagements divers.

La SLN a dès à présent fait part aux autorités néo-calédoniennes de son souhait de bénéficier d'une exonération pour les matériels importés destinés à la construction de la nouvelle centrale.

2.3.2 Les provinces

2.3.2.1 La participation aux délibérations d'Eramet et de la SLN via la STCPI

La STCPI, qui représente indirectement les trois provinces, dispose de 34 % du capital de la SLN (donc la minorité de blocage) et de quatre administrateurs sur douze ; elle

participe aux travaux du comité stratégique à qui a été confié l'examen du dossier de la centrale C et où elle dispose de deux membres sur six. Elle est représentée également au conseil d'administration d'Eramet par deux administrateurs sur quatorze (autant que l'Etat) (voir en annexe 4 une présentation du groupe Eramet et de sa gouvernance).

Les représentants de la STCPI ont jusqu'à présent voté toutes les délibérations relatives au projet de centrale C prises par les instances de gouvernance de la SLN. Leurs représentants au conseil d'administration d'Eramet, comme on l'a vu, se sont par contre abstenus. Les motivations de cette abstention n'ont pas été indiquées lors des débats, qui n'ont pas laissé de trace de désaccords.

2.3.2.2 L'autorisation ICPE

C'est la province Sud qui est compétente pour délivrer les autorisations au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Trois délibérations de mai et juin 2011 définissent les procédures applicables. La réglementation vise à déterminer si les dispositions prises par l'industriel sont suffisantes ou si des conditions supplémentaires doivent être mises pour que l'installation soit acceptée. L'instruction du dossier, qui implique une analyse technique poussée, est effectuée par la DIMENC.

Aucun dossier n'a encore été déposé par l'industriel. Compte tenu de la complexité du sujet et des délais d'instruction, il est souhaitable que celui-ci saisisse la DIMENC de manière informelle dès qu'il sera en mesure d'apporter des informations suffisamment précises, afin de commencer à identifier les dispositions complémentaires qui pourraient lui être imposées.

2.3.3 La municipalité de Nouméa

C'est la municipalité de Nouméa qui est compétente pour délivrer le permis de construire nécessaire à l'édification de la centrale.

Aucune procédure n'a bien sûr été engagée pour l'instant.

2.4 Conclusion sur la répartition des compétences

Le passage en revue des responsabilités respectives des différents partenaires permet plusieurs constats.

S'agissant de la répartition des compétences il apparaît que :

- la décision relative au choix de l'investissement incombe à l'industriel et nécessite une prise de position à la fois de la SLN et d'Eramet ;
- l'accord de toutes les autorités néo-calédoniennes est nécessaire à la réalisation du projet et chaque niveau a la possibilité de bloquer la réalisation s'il le souhaite : le gouvernement territorial avec l'autorisation d'exploiter une centrale, la province du Sud avec l'autorisation ICPE et la municipalité de Nouméa avec le permis de construire. Or la plupart des élus locaux rencontrés par les experts ont exprimé leur réticence à prendre une décision sur le dossier avant les prochaines élections municipales (mars 2013) et provinciales (juin 2013) ;
- l'Etat n'a pas de compétences régaliennes s'appliquant à ce projet et peut seulement, soit prendre position comme actionnaire, soit faciliter la réalisation du projet en accordant, s'il le souhaite, une défiscalisation.

S'agissant des procédures suivies, il apparaît que :

- les instances de gouvernance de l'industriel se sont prononcées sans que les procès-

verbaux des réunions fassent état de divergences internes ;

- les provinces néo-calédoniennes ont, via la STCPI, approuvé le projet au sein des structures de gouvernance de la SLN et d'Eramet ; l'abstention de leurs représentants au conseil d'administration d'Eramet n'a en effet pas empêché à la SLN une participation active aux travaux du comité stratégique et des votes positifs au conseil d'administration ;
- l'Etat a exercé ses responsabilités d'actionnaire qui le conduisaient à privilégier les considérations stratégiques, économiques et financières ;
- compte tenu de la longueur des délais d'instruction technique des dossiers l'entreprise aura intérêt à saisir informellement les services concernés dès que possible, avant même le dépôt officiel des dossiers de demande.

3 Les aspects économiques

3.1 La faisabilité technique

La faisabilité des différentes solutions technologiques a priori envisageables résulte à la fois de l'état de l'art prévisible à brève échéance (compte tenu de l'urgence de l'investissement à réaliser) et du fait qu'il s'agit, non pas de créer *ex nihilo* une nouvelle implantation industrielle, mais d'alimenter en électricité une usine existante.

3.1.1 Les procédés industriels

L'usine de traitement du minerai de la SLN fonctionne selon la technique de pyrométaux, qui consiste à chauffer le minerai pour séparer le nickel des scories. Cette technique exige des températures élevées et est donc grosse consommatrice d'électricité. Coûteuse, elle ne peut être retenue que pour des minerais ayant une teneur élevée en nickel, ce qui est le cas des minerais de « garniérite » extraits dans ses mines par la SLN (teneur en nickel de 2 à 2,5 %) et traités à Doniambo.

Une autre technique, l'hydrométaux, est plus économique en combustible et donc moins onéreuse. Elle est utilisée pour traiter les minerais moins riches, ce qui est le cas des minerais de « latérite » (teneur en nickel d'environ 1,5 %) dès à présent extraits dans certaines mines néo-calédoniennes et qui seront la ressource principale lorsque les riches garniérites actuellement traitées par la SLN seront épuisées : cette échéance, toutefois, n'est pas prévue avant une cinquantaine d'années²².

Mais la technique d'hydrométaux n'est pas encore totalement mature et des travaux de mise au point sont nécessaires pour l'adapter aux différents types de minerais (acides, basiques...)²³. Il est probable que la SLN devra l'adopter à l'avenir, ce qui

²² Source : résumé du rapport final d'analyse et de réflexion en vue de l'élaboration d'un schéma stratégique industriel du nickel en Nouvelle-Calédonie, présenté au Comité stratégique industriel le 21 novembre 2012.

²³ ERAMET a une installation pilote dans son centre de recherches.

nécessitera la construction d'une nouvelle usine, donc un investissement considérable. Elle ne peut envisager de le faire aujourd'hui alors que son installation pyrométallurgique actuelle demeure performante et que la technologie future n'est pas disponible. Il lui faut donc renouveler sa centrale électrique sans attendre l'échéance du renouvellement de l'usine de transformation du nickel elle-même.

Comme on l'a vu le groupe Eramet a examiné essentiellement l'alimentation de cette centrale avec du gaz et du charbon, la question des énergies renouvelables ayant été posée plus tardivement.

3.1.2 Les questions d'approvisionnement

La Nouvelle-Calédonie n'ayant dans son sol ni charbon, ni gaz, la SLN doit dans les deux options prévoir l'approvisionnement de sa centrale électrique par importation du combustible.

L'approvisionnement en charbon ne pose pas de difficulté *a priori*. De nombreuses mines existent dans la région, en particulier en Australie ; le charbon peut être stocké sans installation particulière ; les bateaux le transportant ne doivent pas faire l'objet d'un aménagement spécifique ; il y a une assez grande flexibilité sur les volumes qu'il est possible d'acheter. Dès à présent l'usine de la SLN utilise du charbon dans son process et elle n'éprouve aucune difficulté pour s'approvisionner. Comme on le verra plus loin, il pourrait être nécessaire de rechercher certaines qualités particulières de charbon, mais cela ne semble pas un obstacle diristant.

Le cas de l'approvisionnement en gaz est tout autre. Le gaz se négocie en général dans le cadre de contrats portant sur de très gros volumes. Deux éléments poussent à cela :

- l'exploitation des gisements nécessite des investissements considérables, souvent de plusieurs dizaines de Md\$; le financement est organisé selon les techniques du « financement de projet » qui conduisent les producteurs à rechercher des contrats à long terme par lesquels les acheteurs s'engagent pour des quantités importantes de combustibles ; un acteur intéressé par de faibles quantités a du mal à s'insérer dans ces relations ;
- lorsque le gaz ne peut pas être livré aux acheteurs par pipe-line, il doit être transformé en gaz naturel liquéfié, ou GNL, pour pouvoir être transporté. Cela nécessite des opérations industrielles complexes et des installations lourdes :
 - liquéfaction,
 - transport dans des bateaux spécialement aménagés et de grande taille (150 à 200 000 t),
 - déchargement dans un terminal adapté (stockage à -163°C),
 - ré-gazéification avant son utilisation.

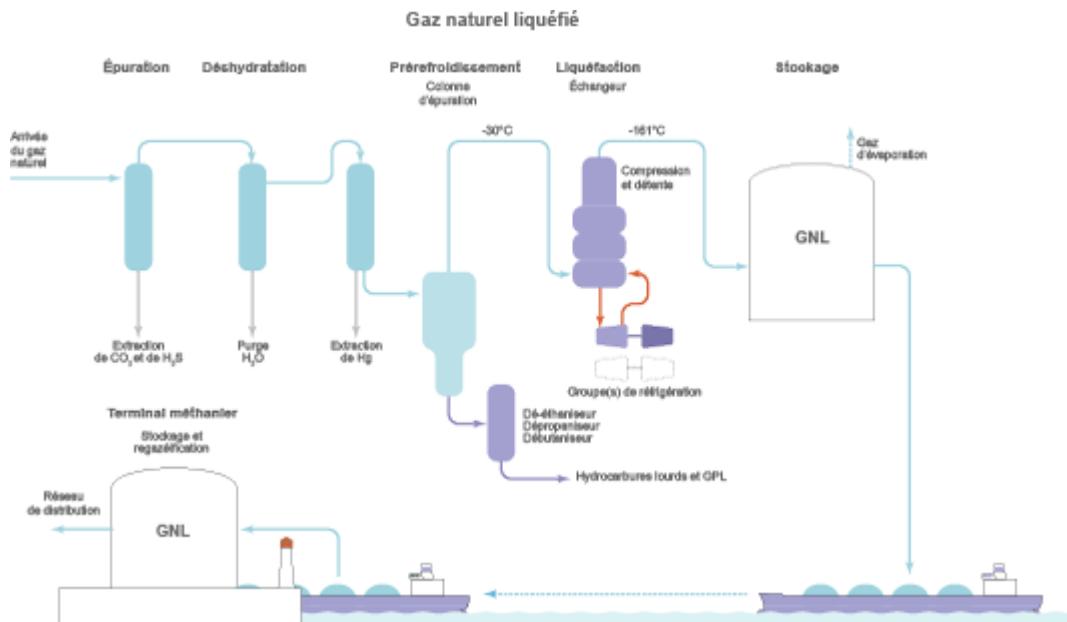


Figure 3: L'approvisionnement en GNL

Tout ce processus est extrêmement capitaliste et exige le recours à des techniques complexes, que peu d'opérateurs maîtrisent. Le coût des installations est relativement indépendant des volumes transportés, si bien que les professionnels estiment qu'un terminal peut difficilement être amorti si la puissance requise est inférieure à 1500 à 2000 MW par an.

L'option GNL pour la centrale de Doniambo ne satisfait pas ces éléments. En particulier, le besoin est de 200 000t/an²⁴ pour une centrale de 180 MW. EDF, qui avait approché Eramet pour étudier cette solution, avait imaginé d'approvisionner la centrale à partir d'un nouveau gisement situé sur la côte est de l'Australie, à Gladstone, de créer un stockage flottant de 24 000 m³ à proximité de l'usine et de relier les deux terminaux grâce à une navette hebdomadaire d'un bateau de 12 000 tonnes de capacité. Cette proposition s'est heurtée à plusieurs difficultés :

- le fait que le gisement de Gladstone connaît des retards dans son développement et ne sera pas prêt à temps, si bien qu'il serait nécessaire, dans un premier temps au moins, de s'approvisionner dans des ports situés sur la côte nord ouest de l'Australie ; cela ne permettrait plus des rotations hebdomadaires et conduirait à utiliser plusieurs bateaux ou un plus grand bateau et à augmenter la capacité de stockage ;
- le fait que des bateaux conçus pour le transport du GNL de faible capacité n'existent pas et qu'il faille donc les construire ou les équiper spécialement pour le projet.

²⁴ La densité du GNL étant de 0,5 environ, 1 m³ représente 0,5 t.



Figure 4: Possibilités théoriques d'approvisionnement en GNL (Source: ERAMET)

Ces difficultés expliquent que la consultation menée par Eramet à partir du cahier des charges établi par EDF n'aït pas été un succès et n'aït donné lieu qu'à une seule proposition constructive, celle de Shell. Mais les conditions financières n'en étaient guère favorables comme on l'a vu au paragraphe 1.3.

3.2 Les enjeux économiques

3.2.1 Le calcul de l'entreprise

Eramet a confié à HSBC le soin d'effectuer les simulations financières des deux options gaz et charbon. Ces travaux ont été revus par Mars & Co et par KPMG.

Deux cas de figure ont été distingués : un « cas de base » fondé sur un baril de Brent à 90 \$ et un charbon à 93 \$/t, et un cas « dégradé » permettant d'observer les conséquences d'une augmentation des prix, caractérisé par un baril à 135 \$ et un charbon à 132 \$/t.

Dans le cas de base la facture énergétique totale de la SLN serait ramenée de 200 M€ par an avec la centrale B actuelle à 189 M€ dans le cas d'une centrale au gaz et à 128 M€ avec une centrale au charbon. L'écart entre les deux options, ainsi estimé à 61 M€, pourrait être ramené à 30 M€ par diverses mesures dites « d'optimisation » qui favoriseraient le gaz au détriment du charbon, en cas essentiellement l'obtention d'une défiscalisation (impact équivalent à 11 M€/an) et d'adoption d'une taxe carbone (impact équivalent à 12 M€/an).

Le cas « dégradé » montre qu'une hausse du prix des énergies accroît l'écart entre les deux options : il ne serait plus de 61 M€ mais de 92 M€, et ne pourrait pas être ramené à moins de 61 M€ par les mesures dites « d'optimisation ».

3.2.2 Le calcul critique de Mme Anne Duthilleul

Afin de disposer d'une appréciation critique des éléments fournis par l'entreprise les pouvoirs publics ont demandé à Mme Anne Duthilleul, responsable de la Mission pour les grands projets miniers Outre-Mer au ministère des Outre-Mer, d'expertiser les travaux précédents.

Les deux notes résultant de ces travaux, datées respectivement des 16 et 24 octobre 2012 et largement connues des différentes parties prenantes, aboutissent à une conclusion nette : « ...le gain de compétitivité de la SLN serait de 110 M€/an si (la centrale) était... alimentée au charbon et « seulement » de 55 M€/an si elle l'était au gaz... ». La prise en compte de variantes ne conduit jamais à modifier l'ordre de grandeur de la différence entre les deux solutions énergétiques. L'adoption de mesures visant à favoriser l'option gaz (en particulier une défiscalisation nationale et l'instauration d'une taxe carbone sur le territoire) ne suffit pas à rétablir l'équilibre. « *In fine*, il apparaît clairement que les écarts restent difficiles à combler et surtout que l'option gaz est beaucoup plus volatile que l'option charbon..., ne mettant donc pas la SLN à l'abri de l'envolée du pétrole. »

Pour parvenir à cette conclusion Mme Duthilleul commence par comparer le coût « brut » des deux options, en retenant une hypothèse de prix des combustibles de 76,5 \$/t pour le charbon et de 89,5 \$/t pour le gaz. Il apparaît clairement que les investissements (CAPEX) sont beaucoup plus onéreux dans le cas du charbon, mais que cette différence est compensée, et au-delà, pour les charges de fonctionnement (OPEX), essentiellement du fait du coût du combustible :

Coût annuel en M\$	Charbon	Gaz	Ecart
Investissement	67,7	42	
exploitation	23,6	21	
combustible	34	115	
divers	-2	/	
Bilan A	123,3	178	54,7

L'option charbon est donc moins onéreuse que l'option gaz, à hauteur de près de 55 M\$.

Dans un second temps Mme Duthilleul examine s'il est possible de rétablir l'équilibre par une défiscalisation²⁵ :

Coût annuel en M\$	Charbon	Gaz	Ecart
Défiscalisation	/	-12,3	
Bilan B	123,3	165,7	42,4

Il apparaît qu'une défiscalisation laisserait subsister un écart de plus de 42 M\$ par an.

²⁵ Dans sa note Mme Duthilleul ajoutait une rubrique correspondant au prix d'achat de l'électricité produite par le barrage de Yaté : elle considérait qu'en cas d'option gaz il serait possible de demander aux autorités calédoniennes de maintenir le tarif actuel alors qu'en cas d'option charbon une hausse de ce tarif serait inéluctable. Cette hausse étant intervenue à la mi 2013 la distinction opérée par Mme Duthilleul est désormais caduque.

Dans un troisième temps Mme Duthilleul examine les conséquences d'un accroissement de 50 % des prix des combustibles²⁶. Une telle évolution accroîtrait encore l'écart en faveur du charbon :

Conséquences d'une augmentation de 50 % du prix des combustibles	Charbon	Gaz	Ecart
Bilan A	137,3	220	82,7
Bilan B	137,3	207,7	70,4

L'analyse critique conduite par Mme Duthilleul valide donc sans réserve le raisonnement selon lequel l'option charbon est, du point de vue économique, nettement préférable à l'option gaz.

3.2.3 Les hypothèses critiques sous-jacentes

Les deux experts n'ont pas refait à leur tour les calculs de validation effectués par Mme Duthilleul. Ils appellent toutefois l'attention sur le fait que la comparaison économique des deux scénarios repose sur un certain nombre d'hypothèses dont il convient d'être conscient.

3.2.3.1 Le coût de l'investissement

La comparaison des deux options repose sur des CAPEX de 550 M€ pour le charbon et de 342 M€ pour le gaz, amortis sur 25 ans et annualisés avec un taux d'actualisation de 11,5 %.

Les experts ne sont pas en mesure d'apprécier le réalisme de ces évaluations. Toute révision significative des coûts ou du périmètre des dépenses prises en compte pourrait modifier de manière non négligeable la comparaison. Ainsi, le choix d'une centrale au gaz impliquerait la construction d'un terminal de stockage et de ré-gazéification du combustible transporté dans l'état liquide, dont le coût final doit être évalué avec soin ; de même, le choix du charbon implique des coûts de traitement des cendres. Il semble que tous ces éléments aient été intégrés dans le calcul²⁷, le coût du terminal gazier étant inclus dans le coût annuel du combustible et non dans les CAPEX.

3.2.3.2 Le rendement de la centrale

Les calculs de production sont effectués pour le charbon avec une hypothèse de rendement des chaudières de 35 %, taux supérieur à celui qui est généralement constaté aujourd'hui.

Les experts ne sont pas en mesure d'apprécier le réalisme de cette hypothèse. Ils notent que l'atteinte d'un rendement inférieur aurait des conséquences dommageables à deux points de vue :

- il serait nécessaire, pour obtenir la même puissance énergétique, de consommer davantage de charbon, ce qui majorerait les coûts d'exploitation (OPEX) de la centrale ;
- il en résulterait des conséquences environnementales (dégagement de SO₂, de CO₂ et de poussières, cendres à traiter) accrues.

²⁶ Le prix du charbon passerait de 76,5 \$/t à 115 \$/t et celui du gaz de 89,5 \$/t à 135 \$/t.

²⁷ Sous réserve des incertitudes concernant le traitement des cendres et donc son coût ; voir ci-après.

Eramet faisant valoir qu'il s'agit d'un engagement du fournisseur coréen, il conviendra de veiller, dans le contrat qui sera passé avec celui-ci, à ce que les cas de non respect de cet engagement soient prévus avec soin et les pénalités calculées de façon à être dissuasives, ou du moins à couvrir les surcoûts.

3.2.3.3 L'évolution des prix respectifs du gaz et du charbon

L'intérêt de l'option charbon par rapport à l'option gaz résultant avant tout de la différence de prix des deux combustibles, les experts ont cherché à savoir si la différence actuelle était durable ou non. Ils ont pour ce faire croisé les indications fournies par le groupe Eramet avec l'opinion de professionnels des marchés concernés, qu'ils ont consultés.

L'analyse unanime est que le charbon restera durablement une énergie bon marché, du fait de l'importance des gisements et de la facilité, et donc du faible coût, de son extraction, de son stockage et de son transport sur les lieux de consommation. Au contraire les professionnels estiment que le marché du gaz restera durablement tendu en Asie, pour plusieurs raisons :

- l'extraction est relativement coûteuse ;
- le stockage et le transport du gaz sont extrêmement onéreux : comme on l'a vu, il est nécessaire de disposer d'installations à terre au port d'expédition (liquéfaction) et au port de réception (stockage et ré-gazéification), ainsi que de bateaux équipés spécialement ;
- la demande demeurera forte dans la zone Asie-Pacifique, même si le Japon, qui a fortement augmenté sa consommation de gaz pour assurer sa production électrique en substitution des centrales nucléaires arrêtées à la suite de l'accident de Fukushima, parvient à faire redémarrer celles-ci. En effet la plupart des pays asiatiques (Inde, Chine, Thaïlande...) souhaitent développer leur approvisionnement en gaz pour ne pas dépendre comme aujourd'hui du seul charbon. Par ailleurs, il est très peu probable que le développement des gaz de schiste sur le continent américain compense cet accroissement de la demande puisque le Congrès américain souhaite réservé au marché national l'utilisation de cette ressource bon marché et est réticent à en autoriser l'exportation.

Une diminution du prix relatif du gaz par rapport au charbon est donc considérée comme peu probable, hors phénomènes passagers. A l'inverse, une augmentation dégraderait fortement le bilan de l'investissement : en effet le combustible représente une part bien plus forte du coût dans le cas d'une centrale au gaz que dans celui d'une centrale au charbon. Or il n'est pas possible de se prémunir contre ce risque en concluant un contrat d'approvisionnement à long terme : il est en effet d'usage dans la profession de prévoir des clauses *price review* régulières, généralement tous les cinq ans.

Ces constats expliquent que les deux autres industriels du nickel de Nouvelle-Calédonie ont fait le choix du charbon ; si elle faisait un choix différent la SLN serait donc seule à prendre un risque de décrochage vis-à-vis de ses concurrents.

Ces divers éléments laissent supposer que la comparaison entre les prix respectifs du gaz et du charbon effectuée fin 2013 a pris en compte de manière raisonnable les données du marché.

3.2.3.4 La défiscalisation

Les travaux effectués par Mme Duthilleul ont inclus, afin de se placer dans le cadre le plus favorable au gaz et le moins favorable au charbon, l'hypothèse selon laquelle la SLN obtiendrait une défiscalisation nationale dans le cas où elle recourrait au gaz et n'en obtiendrait pas dans le cas où elle préférerait le charbon. L'incidence est estimée par elle à 100 M€, ce qui permettrait d'économiser chaque année 12,3 M€.

Le choix de l'énergie n'est pas neutre au regard des critères au vu desquels les services du ministère des Finances examineront une demande de défiscalisation (voir ci-dessus le paragraphe 2.2.2.) :

- l'intérêt économique du projet pour le territoire : celui-ci ne fait pas de doute quelle que soit l'option, gaz ou charbon, retenue ;
- l'effet sur l'emploi : la question est plus complexe puisque la centrale aura pour conséquence dans un premier temps une diminution légère des effectifs de la centrale électrique, résultant de l'adoption de techniques plus modernes (90 personnes travaillent dans l'actuelle centrale, 60 travailleront dans la future), mais permettra à moyen terme de stabiliser et de conforter durablement l'usine de traitement du nickel, dont l'enjeu en termes d'emploi est déterminant pour Nouméa et la Nouvelle-Calédonie dans son ensemble : 2200 emplois directs et 8000 emplois indirects selon Eramet ; à cet égard également les deux options paraissent donc équivalentes ;
- l'intégration du projet dans la politique d'aménagement du territoire et la politique de développement durable : ce critère favorise à l'évidence l'option gaz, comme on le verra dans la quatrième partie du rapport ;
- la sécurité juridique des investisseurs et des tiers : il est *a priori* logique d'imaginer que dans l'une et l'autre option le montage retenu pourra satisfaire ce critère.

La SLN a donc sensiblement plus de chance de bénéficier d'une défiscalisation si elle retient l'option gaz plutôt que l'option charbon, et la différence de traitement retenue par Mme Duthilleul dans ses comparaisons semble donc pertinente.

Mais, bien que logique, cette position mérite d'être nuancée pour deux séries de raisons opposées :

- l'octroi d'une défiscalisation pour une centrale au charbon, bien que peu probable, ne peut être totalement exclue. Les dirigeants d'Eramet ont indiqué aux experts qu'ils avaient l'intention de déposer un dossier de défiscalisation, en arguant notamment du fait que les deux autres usines de nickel de Nouvelle-Calédonie (celles de Koniambo et de Prony) ont bénéficié d'une défiscalisation²⁸. En outre Mme Lagarde a, dans la question posée au gouvernement en mai 2013, évoqué explicitement la question de l'octroi d'une défiscalisation dans le cas du recours au charbon ;
- à l'inverse, la défiscalisation d'une usine au gaz ne serait pas certaine. Les contraintes budgétaires actuelles rendent difficile l'octroi d'une subvention fiscale de l'ordre de 100 M€. En outre le gouvernement prépare une réforme de l'actuel dispositif de défiscalisation dont le premier Ministre a évoqué les principes dans le discours qu'il a prononcé le 28 juillet devant les acteurs économiques, lors de son déplacement en Nouvelle-Calédonie. Il est difficile de prévoir aujourd'hui l'incidence de cette future réforme sur le dossier de la centrale électrique.

Les effets d'une défiscalisation ne peuvent donc être pris en compte dans la comparaison des deux options énergétiques qu'avec beaucoup de précaution.

3.2.3.5 L'instauration d'une taxe carbone

L'instauration par la Nouvelle-Calédonie d'une taxe carbone serait parfaitement logique puisqu'elle permettrait de faire internaliser par l'industriel les coûts de pollution (application du « principe pollueur / payeur ») et donc de dissuader le recours aux procédés les plus générateurs de CO₂. Ses effets dépendraient bien évidemment de la valeur donnée au prix du carbone rejeté, qu'il est difficile de déterminer de manière incontestable.

²⁸ Cette défiscalisation a été accordée dans le cadre d'un financement global associant la centrale de production électrique et l'usine de traitement du nickel.

Les représentants du gouvernement de Nouvelle-Calédonie rencontrés par les experts ont cependant fait valoir qu'une telle mesure se heurterait à de vives réticences de la part de l'ensemble de la population de l'île, si bien que la probabilité qu'elle soit instaurée à brève échéance est faible.

En outre la taxe serait acquittée essentiellement par la seule SLN puisque les deux autres usines de nickel bénéficient d'un engagement de stabilité fiscale qui reste à courir pendant de nombreuses années. Dans ces conditions, l'instauration d'une taxe carbone aurait pour conséquence :

- de distordre la concurrence entre la SLN et les deux autres entreprises minières du territoire,
- d'augmenter les coûts supportés par la SLN.

Le fait que l'Australie, après avoir instauré une taxe carbone, ait récemment décidé de la supprimer ne manquerait pas d'être invoqué par les opposants.

Retenir, dans la comparaison des deux options énergétiques, la taxe carbone serait donc audacieux. Les experts ont noté que dans ses calculs comparant les deux options Mme Duthilleul n'a pas retenu cette hypothèse tout en estimant qu'une taxe de 20 € par tonne de CO₂ aurait pour la SLN un coût annuel de 15,9 M€.

3.3 Les modalités de financement

Eramet a fait le choix de financer son investissement dans le cadre d'un « financement de projet » et non par un financement *corporate*. L'entreprise peut ainsi bénéficier d'un effet de levier limitant son apport de fonds immobilisés et soumis à risque et d'un montage qui ne fait pas apparaître la totalité de l'endettement au bilan²⁹. A la suite d'un appel d'offres elle a retenu un groupe coréen qui a proposé de construire l'usine, de l'exploiter et de la financer avec l'appui des organismes de crédit export coréens.

Les discussions sont en cours pour finaliser ce montage et, comme pour tout « financement de projet », les difficultés portent notamment sur la répartition des risques et l'adoption de mécanismes de garantie en cas de difficultés. L'investissement serait porté par une société de projet dont les partenaires seraient Eramet, majoritaire, et le groupe coréen : les partenaires coréens ont en effet obtenu que l'actionnaire de la société de projet soit Eramet et non la SLN comme cela aurait été logique ; l'acceptation de cette demande par Eramet représente un engagement significatif de la part de ses actionnaires. Les partenaires coréens ont également montré qu'ils étaient sensibles à la présence d'un actionnaire public au sein du capital d'Eramet et exprimé leur souhait qu'il s'y maintienne.

Nul ne sait si les discussions en cours aboutiront ni quand. Un éventuel échec obligerait Eramet, soit à rechercher de nouveaux partenaires financiers pour un autre « financement de projet », soit à abandonner la technique du « financement de projet » pour un schéma plus classique. On peut penser que dans les deux cas le calendrier déraperait d'environ une année.

3.4 Conclusion

Les travaux comparatifs réalisés fin 2012 par Mme Duthilleul ont montré que l'option charbon est, d'un point de vue financier, sensiblement meilleure que l'option gaz. Rien ne semble devoir infirmer cette conclusion, sauf à faire le pari d'une forte baisse du prix relatif du gaz par rapport à celui du charbon à l'avenir, mais rien ne peut faire considérer aujourd'hui cette hypothèse comme vraisemblable. Par ailleurs, les dispositifs envisagés

²⁹ Au niveau de la SLN l'engagement figurera hors bilan en annexe des comptes.

pour combler partiellement l'écart entre les deux solutions semblent bien incertains, qu'il s'agisse de la défiscalisation ou de l'instauration d'une taxe carbone.

On ne voit donc pas comment, du seul point de vue économique, les pouvoirs publics pourraient faire pression sur l'entreprise pour qu'elle retienne l'option gaz, sauf à prendre en charge le surcoût ; mais une telle mesure serait extrêmement onéreuse pour les finances publiques et relèverait vraisemblablement de la problématique des aides d'Etat.

4 Les aspects environnementaux

La centrale de Doniambo n'est pas très satisfaisante du point de vue de son impact sur l'environnement. En effet c'est une installation ancienne qui n'incorpore donc pas les meilleures technologies en matière de prévention des pollutions. En particulier elle ne dispose ni de dispositif de désulfuration des effluents, ni de dispositif de dénitrification. Du fait de son ancienneté (plus de 40 ans), il est difficile d'y installer de tels équipements à un coût supportable.

Le tableau ci-dessous donne quelques chiffres sur les émissions de la centrale et les compare aux normes 2002 pour les centrales au charbon nouvelles et aux émissions des centrales des industriels concurrents néo-calédoniens.

En mg/Nm ³	Normes 2002 charbon métropole	Centrale de Prony ³⁰	Centrale du Nord ³¹ (KNS)	Centrale Doniambo ³²	Nouvelle norme charbon métropole	Nouvelle norme gaz métropole	Arrêté de 2009 autorisant une nouvelle centrale (pm) ³³
SO2	200	980	300	1500 à 2000	150	15	200
NOx	200	650	300	200 à 400	150	100	200
Poussières	30	30	40	150 à 200	10	5	20

Tableau 1 : Comparaison des différents niveaux d'émission (Source : DIMENC)

³⁰ Chaudières à charbon pulvérisé, mais sans désulfuration ni dénitrification.

³¹ Chaudières charbon à lit fluidisé circulant, le SO2 est neutralisé par ajout de calcaire au charbon et les émissions de NOx limitées du fait d'une température de combustion modérée.

³² La centrale de Doniambo n'étant pas instrumentée pour une mesure en continu du SO2 et des NOx, les chiffres sont ceux des campagnes de mesure.

³³ Il s'agit du projet de centrale au charbon à lit fluidisé auquel SLN n'a pas donné suite. Depuis lors les techniques et les normes ont évolué.

Il apparaît clairement que la construction d'une nouvelle centrale constituera un progrès considérable, car il sera possible de lui appliquer des normes particulièrement sévères³⁴ qui correspondent à l'installation dès la construction des meilleures techniques de contrôle des émissions. Cela étant, ces normes sont plus sévères pour les installations au gaz que pour les installations au charbon parce que la pollution engendrée par les premières est soit plus faible, soit mieux maîtrisable.

4.1 Dioxyde de soufre - SO₂

Les émissions de SO₂ trouvent leur origine dans le combustible employé. La centrale B actuelle, ne disposant pas de système de désulfuration, a des rejets très significatifs, et la seule façon de réduire les émissions est d'utiliser du fioul lourd à basse ou très basse teneur en soufre mais celui-ci est évidemment plus cher que le fioul lourd normal.

La quasi totalité de la pollution en SO₂ de l'agglomération vient de la centrale. L'association SCALAIR, qui gère le réseau de surveillance de la qualité de l'air à Nouméa, dispose de stations de mesure autour de l'usine. Lorsque les conditions météorologiques sont défavorables, elle alerte la SLN pour que celle-ci passe au fioul à basse ou très basse teneur en soufre.

Le régime des vents dominants tend à favoriser la dispersion des polluants vers le large. Toutefois dans certains cas les vents peuvent rabattre les fumées vers des zones habitées, en particulier certaines qui, étant situées sur les hauteurs dominant l'usine, se trouvent au niveau des exutoires des cheminées.

En cas de construction d'une nouvelle centrale et compte tenu des normes imposées, les émissions de SO₂ seront divisées par 100 dans le cas d'une centrale au gaz (le GNL contient peu d'éléments soufrés), et par 10 dans le cas d'une centrale au charbon (le charbon peut avoir une teneur en soufre importante et il faut donc une installation de désulfuration des effluents).

Les performances imposées à la centrale C seront, en toute hypothèse, supérieures à celles des centrales des concurrents qui sont plus anciennes :

- La centrale du Nord utilise la technique du charbon en lit fluidisé circulant ; du calcaire mélangé au charbon neutralise le SO₂ ;
- La centrale de Prony est à charbon pulvérisé, mais n'a pas de désulfuration, ce qui l'oblige à n'utiliser que du charbon à basse teneur en soufre et explique ses rejets importants.

SCALAIR a confirmé que, même dans le cas d'utilisation du charbon, il ne devrait plus y avoir d'alerte sur la qualité de l'air due au SO₂ compte tenu de la division par 10 des rejets. Cela étant, il serait utile d'avoir une surveillance plus fine, en particulier grâce à une meilleure modélisation, pour s'assurer qu'il n'y a pas de pic de pollution exceptionnel ou localisé.

Conclusion : La construction d'une nouvelle centrale thermique à Doniambo sera un progrès majeur en termes de contrôle des émissions de SO₂, mais il serait bon de l'accompagner par une surveillance plus complète de la qualité de l'air dans le cas d'une centrale au charbon.

³⁴ Les nouvelles normes européennes sont en cours de retranscription dans le droit de métropole et la province Sud a exprimé son intention de les adopter dans sa propre réglementation.

4.2 Oxydes d'azote - NOx

La production de NOx résulte de l'oxydation de l'azote de l'air lors d'une combustion. Plus la combustion se fait à température élevée, plus il y a production de NOx. Ceux-ci proviennent de très nombreuses sources, en particulier les moteurs automobiles.

L'agglomération de Nouméa ne souffre pas de niveaux de pollution particulièrement sensibles en NOx, d'après SCALAIR.

La pollution en NOx engendrée par la centrale de Doniambo est du même ordre que celle de la centrale du Nord. En revanche la centrale de Prony, bien que plus récente, est environ deux fois plus polluante car elle fonctionne à assez haute température et ne possède pas d'installation de dénitrification.

Les normes qui seront appliquées à la centrale C sont assez proches, que celle-ci soit alimentée au gaz (100 mg/Nm³) ou au charbon (150 mg/Nm³), et représenteront un tiers à la moitié des émissions actuelles.

Conclusion : La construction de la centrale C représentera un progrès notable en matière de rejets de NOx, mais la différence entre l'option charbon et l'option gaz est limitée.

4.3 Les poussières

Les émissions de poussières de la SLN à Doniambo, qu'elles viennent de la centrale ou de l'usine métallurgique, sont un sujet sensible pour les populations, ne serait ce que du fait de leur forte visibilité.

La centrale B actuelle de Doniambo est nettement moins performante que les centrales des industriels concurrents.

La nouvelle centrale se verra appliquer des normes sévères qui diviseront les émissions de poussières par un facteur de 20 (charbon) ou de 40 (gaz).

Toutefois l'impact global sera malheureusement peu sensible : en effet, actuellement les poussières de la centrale ne représentent pas plus de 10% des poussières totales émises par le site de Doniambo, l'essentiel de ces dernières étant produites par l'usine métallurgique elle-même ; en conséquence, 90% de la pollution par les poussières sera inchangé.

Les vraies voies d'amélioration se situent donc au niveau de l'usine métallurgique et il serait très souhaitable que la SLN engage un programme plus rigoureux de maîtrise de ses émissions, même s'il est vrai que les épisodes de dégazage des fours sont difficilement contrôlables. Lors de la visite du site il a été constaté par exemple que certaines mises à l'évent incontrôlées venaient de carences des installations.

Conclusion : Le vrai sujet dans ce domaine est de faire effort sur l'usine métallurgique elle-même, d'abord en utilisant mieux les dispositifs existants, ensuite en étudiant et en installant des dispositifs permettant d'améliorer la situation. Le choix entre charbon ou gaz pour la centrale électrique n'a qu'un impact très limité.

4.4 Dioxyde de carbone - CO2

Le CO2 n'est pas considéré comme un polluant à proprement parler car il n'a pas d'impact sauf en très fortes concentrations (asphyxie par manque d'oxygène). En revanche c'est un gaz à effet de serre qui est produit par toute combustion de composé carboné et pour un même pouvoir calorifique le charbon (essentiellement du carbone C) produit plus de CO2 que le gaz naturel (essentiellement CH₄) ou le fioul lourd.

Plusieurs accords internationaux, en particulier le Protocole de Kyoto et divers engagements pris par les pays de l'Union européenne, ont pour but de réduire de manière importante la production mondiale de CO₂. Toutefois ces textes ne sont pas applicables aujourd'hui en Nouvelle-Calédonie.

Actuellement, avec une consommation électrique annuelle de 1 200 GWh, dont 270 GWh provenant du barrage hydroélectrique de Yaté et le solde de la centrale B, la SLN produit environ 924 000 t/an de CO₂.

Si la SLN construisait une centrale au gaz, celle-ci pourrait fonctionner sans faire appel à Yaté et produirait environ 490 000 t/an de CO₂.

Si la SLN construisait une centrale au charbon et ne faisait plus appel à Yaté qu'en période d'indisponibilité d'une chaudière pour maintenance (soit à hauteur de 100 GWh/an), elle produirait environ 1 140 000 t/an de CO₂.

Le bilan est donc, dans le cas d'une centrale C au charbon, une production supplémentaire de 216 000 t/an de CO₂ par rapport à la centrale B au fuel, et 650 000 t/an de CO₂ par rapport à une centrale au gaz.

Toutefois, ce bilan mérite d'être nuancé, car dans les deux cas une partie de la production du barrage de Yaté (270 GWh dans le premier cas, 100 GWh dans le second) est rendue à la distribution publique. Cette production, dont le coût marginal est faible et l'impact en CO₂ nul, viendra se substituer à d'autres productions, vraisemblablement thermiques, et donc permettra de diminuer la production de CO₂ ailleurs dans le système électrique (cf. infra). Il y a donc un facteur correctif à prendre en compte.

Conclusion : Le sujet des émissions de CO₂ d'une nouvelle installation mérite une attention toute particulière compte tenu de l'évolution du contexte politique qui se traduit par une grande sensibilité d'une partie de l'opinion au changement climatique et à ses causes. En outre, même si les accords internationaux visant à réduire la production de CO₂ ne sont pas applicables en Nouvelle-Calédonie, il est souhaitable de favoriser, autant que faire se peut, la cohérence des orientations retenues. Il apparaît en conséquence clairement que si la SLN retient une option charbon, des mesures compensatoires devront être envisagées (voir ci-après le paragraphe 7.4). Il est à noter que de telles mesures avaient déjà été retenues dans le cadre de l'autorisation d'exploitation d'une nouvelle centrale au charbon donnée en 2009.

4.5 Les déchets

Le sujet des déchets de la nouvelle centrale est un vrai problème.

Une centrale au gaz ne produit pratiquement pas de déchets. Ce n'est pas le cas d'une centrale au charbon. Ces déchets sont de deux sortes :

- les cendres de combustion et les poussières récupérées dans le traitement des effluents ;
- le gypse résultant de la désulfuration.

La question sensible est le devenir de ces déchets. Bien que ses instances de gouvernance aient depuis longtemps identifié le problème, la SLN a quelque peu tendance à minimiser le problème, ce qui apparaît nettement contre-productif compte tenu de la connaissance, que les populations ont, des déboires des deux autres centrales au charbon. En effet :

- En ce qui concerne la centrale du Nord, le procédé utilisé conduit à obtenir un mélange de cendres et de gypse. Celui-ci est impropre à une valorisation en cimenterie et il est prévu un stockage sur site de quelques années, lorsque la centrale au charbon sera en service, afin d'avoir le temps d'effectuer une caractérisation des déchets et de définir une stratégie pour en disposer.

- En ce qui concerne la centrale de Prony, il n'y a pas de production de gypse puisqu'il n'y a pas de désulfuration. En revanche, du fait de la relativement faible température de combustion utilisée pour contrôler la formation de NOx, les cendres contiennent des imbrûlés, ce qui les rend improches à une valorisation en cimenterie. En outre, elles contiennent aussi des métaux lourds relargables dont les teneurs sont telles que l'administration a exigé qu'elles soient mises en décharge de classe 2³⁵. La seule décharge de ce type en Nouvelle-Calédonie se situant à Païta, au nord de Nouméa, l'industriel doit organiser une noria de camions depuis le site de Prony.

La centrale C sera plus importante que la centrale de Prony (180 MW pour la centrale C, 100 MW pour la centrale de Prony). En conséquence, les difficultés sont susceptibles d'être aussi plus importantes.

Certes, on peut noter qu'en Europe la totalité des cendres et du gypse est en général valorisé, les cendres comme additif dans le ciment en remplacement de clinker³⁶, le gypse dans l'industrie du plâtre. Toutefois ces solutions ne s'appliquent pas nécessairement à la Nouvelle-Calédonie compte tenu de la taille limitée des industries potentiellement utilisatrices par rapport à la production attendue. Par ailleurs, comme ce sont des produits de faible valeur marchande, leur exportation n'est pas évidente.

La production d'une centrale C au charbon sera de :

- 70 000 t/an de cendres,
- 30 000 t/an de gypse.

La SLN envisage de vendre 20 à 25 % du gypse à la société HOLCIM. Le reste devra être mis en décharge avec les scories de l'usine métallurgique sur le site même de Doniambo. Dans la mesure où il s'agit d'un déchet inerte et où les quantités en cause sont mineures par rapport à celles des scories (1 800 000 t/an dont à peine 15% de valorisé) pour lesquelles il y a déjà une autorisation de stockage, cette solution apparaît *a priori* faisable techniquement.

En ce qui concerne les cendres,

- On peut normalement mettre de l'ordre de 30 % de cendres dans du ciment normal. Or la production locale est de 100 000 à 120 000 t/an de ciment à base de clinker importé. Ce débouché permettrait donc de valoriser au mieux 30 000 t/an de cendres³⁷.
- La SLN voudrait développer un produit désigné sous le nom de « ciment vert », constitué de 40 % de scories broyées, de 40 % de cendres et de 20 % de clinker

³⁵ En France, il existe trois types de décharges (également appelées CET : Centre d'Enfouissement Technique).

- Les décharges de classe 1 pour les déchets dangereux. Elles accueillent principalement les "déchets industriels spéciaux", présentant un caractère dangereux reconnu pour le milieu naturel ou les êtres vivants. Elles sont également appelées Centres de stockage de déchets dangereux (CSDD). Avant d'être enfouis, les déchets sont "stabilisés" par extraction, notamment, des liquides dangereux pour limiter les réactions chimiques dans la fosse.
- Les décharges de classe 2 pour les déchets dits « non dangereux ». Elles accueillent les déchets ménagers et assimilés (DMA), ainsi que les déchets industriels banals (DIB). Elles sont également appelées Installation de Stockage de Déchets non Dangereux (ISDND) et Centre de Stockage de Déchets Ultimes (CSDU).
- Les décharges de classe 3 pour les déchets inertes. Elles accueillent principalement des déchets du bâtiment et des travaux publics (terres, gravats, déchets de démolition, etc).

³⁶ Le clinker est un composant du ciment artificiel qui résulte de la cuisson d'un mélange de calcaire et de silice.

³⁷ Si la centrale de Prony installe une dénitrification et peut alors fonctionner à température élevée, ses cendres pourront concurrencer celles de la centrale C sur ce débouché.

pour valoriser les cendres non utilisées en ciment classique. Toutefois les perspectives de ce produit sont encore incertaines :

- le temps de prise serait plus long et la résistance à la compression la moitié de celle d'un ciment classique, ce qui est de nature à limiter les débouchés ;
 - certaines caractéristiques restent à tester, par exemple la lixivabilité³⁸ ;
 - ce produit semble avoir vocation à concurrencer le ciment classique sur une partie de son marché ; globalement celui-ci restera limité en Nouvelle-Calédonie ;
 - l'exportabilité de ce produit reste à démontrer.
- Hors exportation, soit en l'état, soit sous forme de « ciment vert », cela veut dire qu'il restera au minimum 30 000 t/an de cendres et sans doute plus.
 - Dans le pire des cas, SLN devra donc mettre entre 30 000 et 70 000 t/an de cendres en décharge. La question qui se pose alors est la teneur de celles-ci en métaux lourds relargables :
 - si celle-ci est acceptable et que les cendres sont considérées comme inertes³⁹, la SLN pourra les mettre en décharge avec ses scories ;
 - si les cendres sont classés comme déchets non inertes non dangereux, la question se posera de la possibilité pour SLN de créer une décharge de classe 2 sur son site ;
 - sinon, les cendres devront prendre le même chemin que celles de la centrale de Prony, ce qui pose *a priori* au moins deux problèmes, celui du remplissage plus rapide de la décharge de Païta et celui du flux de camions qui devra traverser le nord de l'agglomération de Nouméa (5 à 15 camions 300 jours par an).
 - Cela étant, la SLN peut peut-être jouer sur la qualité du charbon qu'il approvisionne. C'est pourquoi elle a entrepris des travaux pour tester le charbon des fournisseurs envisagés afin notamment de caractériser les cendres, ce qui devrait permettre d'avoir une meilleure vision des solutions possibles.

Il apparaît ainsi que le sujet des cendres dans le cas d'une centrale au charbon est complexe et nécessite que l'entreprise poursuive ses efforts pour apporter des solutions crédibles et résistantes à la contre-expertise lorsqu'elle déposera son dossier de demande d'autorisation pour la centrale.

Conclusion : Les études sur le devenir des déchets d'une centrale au charbon doivent être poursuivies afin que lors du dépôt de la demande d'autorisation ICPE, l'entreprise soit en mesure de garantir qu'elle a une solution satisfaisante dans tous les cas de figure.

³⁸ La lixiviation est l'extraction d'un produit par un solvant, en l'occurrence l'eau de ruissellement une fois le produit entreposé. La lixivibilité est la propension d'une substance à relarguer des matières par lixiviation.

³⁹ Selon la Direction générale de la prévention des risques (DGPR) du ministère de l'environnement, du développement durable et de l'énergie, il est très probable que des cendres de charbon ne parviendront pas à respecter les critères des déchets inertes et seront classées en déchets non dangereux non inertes, devant être stockés en décharge de classe 2.

5 Les aspects de sûreté

Il importe de considérer les risques industriels liés aux diverses solutions envisagées pour le renouvellement de la centrale de Doniambo.

5.1 La situation actuelle

Actuellement, le site SLN de Doniambo ne présente aucun risque technologique majeur. Aucune des installations n'est classée SEVESO, ou « à Haut risque industriel » (HRI) dans la terminologie réglementaire de la Province Sud. Seul le stockage de soufre pourrait être source de problèmes en cas d'incendie, tout en restant en dessous des seuils.

En revanche, il y a trois sites HRI à Nouméa :

- Le dépôt de gaz de Ducos, un stockage de gaz de pétrole liquéfié (GPL) pour lequel le rayon de la zone d'effets létaux est de 1,4 km ;
- Le dépôt pétrolier Mobil ;
- Le dépôt pétrolier SSP, au nord du site de Doniambo et à proximité d'un centre commercial.

5.2 Le cas d'une centrale électrique au charbon

A priori une centrale au charbon ne justifie pas un classement SEVESO. Dans le projet est prévu une TAC de 40 MW, en secours. Cela nécessitera un stockage de fioul, mais celui-ci ne sera pas plus important que le stockage actuel.

Des inquiétudes se sont manifestées concernant un éventuel feu dans le stockage de charbon qui sera constitué à côté de la centrale. S'il ne peut pas être totalement exclu, un tel incident ne pourrait pas prendre un caractère catastrophique, la combustion du charbon étant lente, ce qui permet une intervention pour la contenir. Cela explique l'absence de classement.

5.3 Le cas d'une centrale électrique au gaz

Une centrale électrique au gaz n'est pas en elle-même une installation SEVESO. En revanche, il n'en va pas de même pour le stockage de gaz naturel liquéfié qui l'accompagnerait. Actuellement le seuil de classement est à 50 tonnes, soit 100 m³, alors que le stockage envisagé est au moins de 24 000 m³, éventuellement 30 000 m³. Il n'y a donc aucun doute qu'un tel stockage serait classé.

Les risques liés à ce stockage doivent être évalués par une étude de dangers réalisée par l'industriel et expertisée par un expert désigné par l'administration. Les résultats dépendront grandement de la conception du stockage et des mesures qui seraient prises pour limiter les effets des événements les plus graves. Il est donc impossible d'articuler des chiffres de façon crédible à ce stade.

Les experts du ministère de l'environnement, du développement durable et de l'énergie conseillent de prendre à titre conservatoire un rayon de zone à effets létaux de 1,5 km. Toutefois cette zone pourrait être fortement réduite après une étude de dangers précise. La figure ci-dessous représente un rayon de 2 km autour du stockage flottant envisagé : on constate que les zones à forte concentration de population se situent essentiellement entre 1,5 et 2 km.

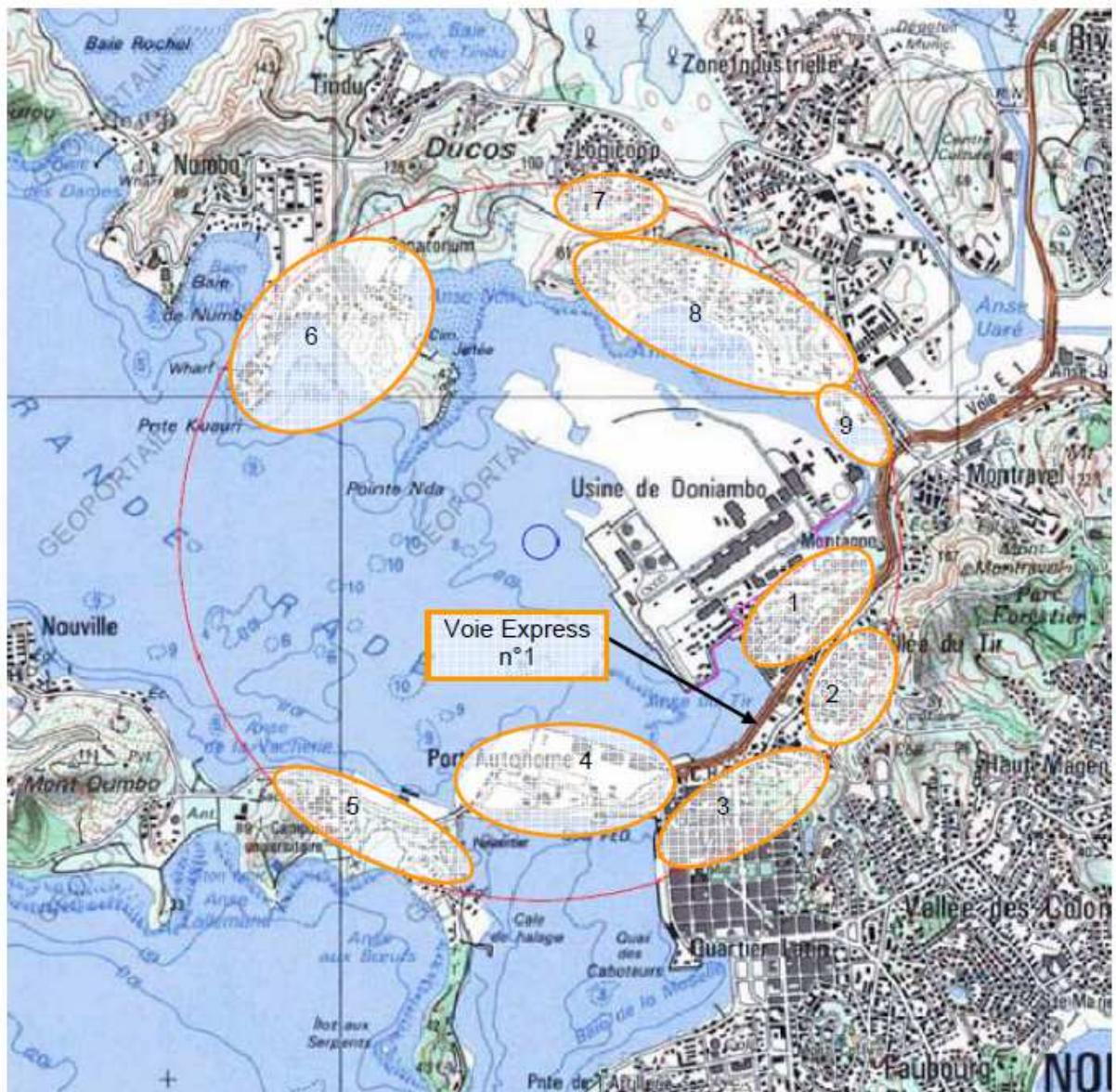


Figure 6: Rayon de 2km autour du stockage flottant de GNL envisagé (1=quartier Montagne coupée; 2=quartier Vallée du tir; 3=quartier Centre-ville; 4=Port autonome; 5=Nouville) (Source: étude de dangers préliminaire effectuée par la société Tecnitas)

Conclusion : Dans le cas d'une centrale au charbon, il n'y a pas de sujet de sûreté majeur. Dans le cas d'une centrale au gaz, le stockage constituerait une installation SEVESO et une étude de dangers approfondie serait nécessaire pour déterminer les zones à risques et les mesures nécessaires pour les limiter.

6 Les implications sur le système électrique de la Nouvelle-Calédonie

Le système électrique de Nouvelle-Calédonie, en dehors des îles, repose sur les structures suivantes (des compléments figurent dans l'annexe 5) :

- deux concessionnaires de distribution publique, ENERCAL et EEC, cette dernière ayant des moyens de production autonomes limités qui n'apparaissent pas dans « l'empilement des moyens de production » (cf. infra),
- un réseau de distribution géré par ENERCAL,
- trois industriels du nickel qui produisent pour leurs propres besoins, mais ont une capacité plus ou moins grande d'approvisionner la distribution publique,
- des producteurs alimentant la distribution publique.

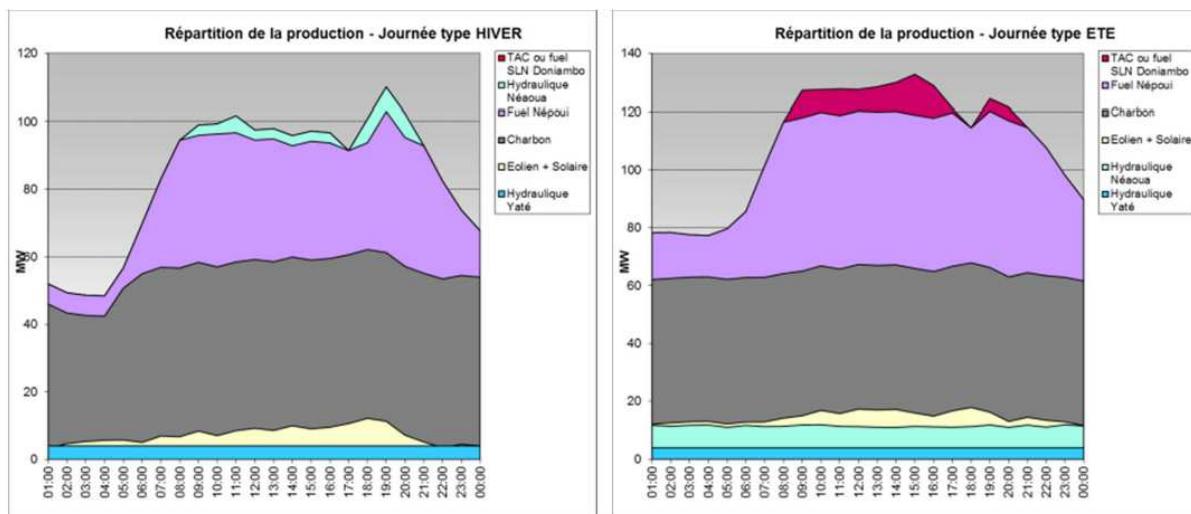


Figure 7: Empilement des moyens de production du moins coûteux au plus coûteux, hors énergies fatales (Source: ENERCAL)

Ce système présente deux caractéristiques :

- Il est fragile car le plus gros moyen disponible (la tranche de 50 MW de Prony Energies dédiée à la distribution publique) représente 35,7% de la puissance de pointe de 140 MW (en métropole le ratio équivalent est 1,4%),
- La croissance de la consommation hors industrie est de l'ordre de 3% par an, ce qui va nécessiter la mise en place de nouveaux moyens de production, même si des efforts d'économie sont faits (la consommation d'électricité par habitant est inférieure à celle des DOM et encore plus à celles de la métropole et de l'Europe).

L'investissement de la SLN sera bénéfique pour la sécurité du système électrique de Nouvelle-Calédonie :

- Il peut permettre de rendre 170 000 GWh de production de Yaté, soit 23% de la consommation de la distribution publique, ou l'équivalent de 7 ans de croissance de la consommation ;

- En conséquence il peut permettre à ENERCAL, dans un premier temps de réduire l'appel à ses moyens de production les plus coûteux, dans un second temps de disposer de plus de temps pour investir dans de nouveaux moyens de production ;
- En outre il pourrait, moyennant des accords entre SLN et ENERCAL, contribuer à la sécurité d'approvisionnement du fait d'une part de possibilités d'effacement plus grandes, d'autre part de l'existence d'une TAC de secours de 40 MW à la SLN.

Conclusion : L'investissement envisagé par la SLN d'une nouvelle centrale de 180 MW, disposant d'un secours de 40 MW sous forme de TAC, est de nature à améliorer la sécurité électrique de la Nouvelle-Calédonie, sous réserve des accords à passer entre SLN et ENERCAL.

7 Les variantes et alternatives

Au-delà de la comparaison entre une centrale électrique au charbon et une centrale électrique au gaz, plusieurs autres points ont été soulevés par les différents interlocuteurs que les experts ont rencontrés : tous méritent que des éléments de réponse étayés soient apportés. Des études importantes ont été conduites par l'entreprise pour répondre à certaines d'entre elles.

7.1 Evolution du procédé industriel

La question a été posée du recours à un procédé industriel moins consommateur en énergie et donc permettant de réduire la capacité de la centrale thermique et ses émissions.

Comme indiqué plus haut, le procédé de l'usine métallurgique de Doniambo est un procédé pyrométallurgique, fortement consommateur d'électricité. L'usine KNS de Koniambo utilise aussi un procédé pyrométallurgique, c'est pourquoi a été construite une centrale de 230 MW. Seule l'usine Vale utilise un procédé hydrométallurgique moins gourmand en électricité, ce qui fait qu'elle ne mobilise qu'une tranche de 50 MW de la centrale de Prony.

Le procédé hydrométallurgique, qui repose sur la chimie, est sans doute l'avenir de l'industrie du nickel dans la mesure où il permet de traiter économiquement les minerais pauvres. Mais sa mise au point, qui doit être adaptée aux qualités de minerais, n'est pas simple, d'où certaines difficultés rencontrées par les industriels.

ERAMET met au point dans son centre de recherche de Trappes un tel procédé, mais celui-ci n'a pas été encore déployé à l'échelle industrielle et ce déploiement nécessitera encore de nombreuses années. En outre un tel changement implique une reconstruction complète de l'usine.

En conséquence, le changement de technologie doit s'envisager à l'horizon du renouvellement de l'usine de Doniambo et peut-être dans la perspective d'un déplacement de celle-ci, mais cela nécessite du temps et plusieurs milliards d'euros d'investissement. Un

changement dès maintenant n'est pas compatible avec les capacités de l'entreprise et l'objectif de maintenir l'activité de Doniambo et ses emplois durant les dix à vingt années à venir au moins.

Conclusion : Le changement de technologie n'est pas une option réalisable à court-moyen terme et ne permet donc pas de s'affranchir de la construction d'une nouvelle centrale de grande taille.

7.2 Localisation

Compte-tenu de la situation de l'usine actuelle, de plus en plus enserrée dans le tissu urbain du fait du développement de l'agglomération de Nouméa, a été soulevée la question de localiser la centrale ailleurs que sur le site de Doniambo. Deux hypothèses ont été avancées :

- une délocalisation lointaine,
- une délocalisation proche.

7.2.1 L'hypothèse d'une délocalisation lointaine

Une centrale de 180 MW telle que celle envisagée par la SLN nécessite au moins :

- un site plat d'une vingtaine d'hectares au moins ;
- un port permettant l'accès de vraquiers de 35 à 55 000 t ;
- des possibilités de transporter l'électricité.

Le port envisageable le plus près de Doniambo, en dehors de Nouméa, est Prony (où se trouve déjà une centrale de 100 MW). La SLN a donc étudié cette solution. L'implantation implique de traiter divers problèmes qui ne semblent pas majeurs. La difficulté vient du transport de l'électricité :

- Le site de Prony est à une soixantaine de kilomètres de Doniambo. La ligne ENERCAL existante peut porter 180 MW, mais serait insuffisante pour transporter les 180 MW nécessaires à Doniambo et les 50 MW de la distribution publique fournis par la centrale de Prony. Il serait donc nécessaire de tirer une nouvelle ligne.
- Cette ligne implique des délais (en particulier, le passage dans Nouméa d'une nouvelle ligne 150 MW est susceptible de générer des difficultés), des coûts d'investissement pour sa construction et des coûts de fonctionnement supplémentaires ; même si les coûts affichés par la SLN dans la figure ci-dessous semblent élevés, ils sont assurément de plusieurs dizaines de millions d'euros en investissement et de plusieurs millions d'euros en fonctionnement.
- La difficulté majeure est celle de la sécurité d'approvisionnement. Il a été rappelé plus haut que l'usine a impérativement besoin d'une alimentation minimale, faute de quoi les installations souffriraient des dommages irréversibles. Or les lignes électriques aériennes sont très fragiles, surtout en zone cyclonique, et exposées à la malveillance ; les lignes enterrées sont très coûteuses. L'alimentation par ligne aérienne depuis Yaté n'est pas une vulnérabilité grave car il s'agit d'un appoint. En revanche, si la centrale C était à Prony, la SLN serait très vulnérable et sans solution de repli en cas d'incident. Industriellement parlant, ce point est déterminant.

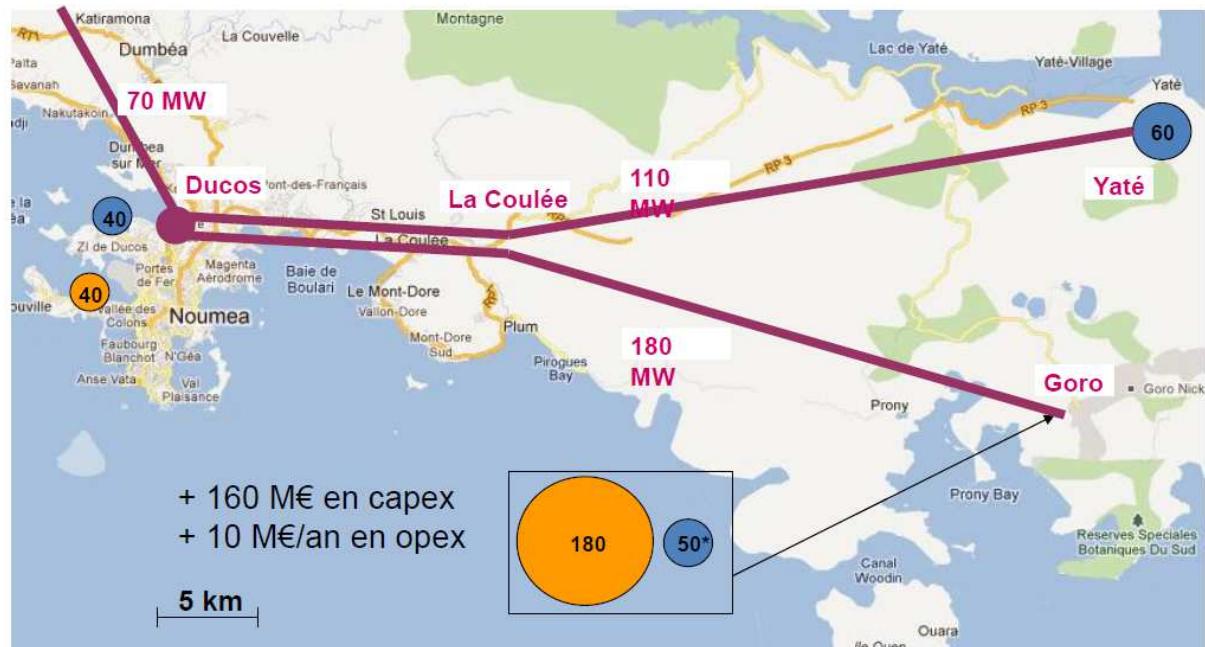


Figure 8: Hypothèse d'une implantation sur le site de Proney (Source: SLN)

Enfin, si une implantation à Proney aurait un impact sur la qualité de l'air à Nouméa, les problèmes de cendres et de CO₂ seraient identiques et l'impact dans le domaine des émissions de poussières resterait faible.

7.2.2 L'hypothèse d'une délocalisation proche

L'option d'une délocalisation proche a aussi été étudiée. Il s'agissait de voir si une implantation serait envisageable assez près de Doniambo, pour que la sécurisation de l'alimentation de l'usine métallurgique soit possible. En conséquence, une implantation sur la presqu'île de Ducos a été examinée.



Figure 9: Etude des implantations possibles sur la presqu'île de Ducos (Source: SLN)

Plusieurs sites ont été regardés en tenant compte de l'espace disponible et sans préjuger de la disponibilité effective des terrains. Les constats sont les suivants :

- Plus le site est éloigné de Doniambo, plus réapparaît la vulnérabilité de l'approvisionnement (sites 1 et 2).
- Les fonds marins ne permettraient pas toujours la construction d'un quai pour l'accès de vraquiers (sites 2 et 3) ; il faudrait alors alimenter la centrale depuis un quai éloigné, ce qui implique, soit un convoyeur, soit des circulations de camions avec tous les inconvénients correspondants.
- Le terrain plat est rare, ce qui exigerait de gros travaux de terrassement (sites 1 et 4).
- Surtout, le bénéfice en termes d'impacts environnementaux par rapport à une implantation sur le site de Doniambo n'apparaît pas évident : création d'un site industriel supplémentaire, impact réduit sur la qualité de l'air dans les circonstances sensibles, à savoir lorsque les vents soufflent vers l'est et le sud-est.

Conclusion : Une délocalisation lointaine représente un risque pour la survie de l'usine et un surcoût. Une délocalisation proche, indépendamment des problèmes de disponibilité de terrains, a peu d'impact en termes d'amélioration de l'environnement, risque d'avoir des impacts négatifs et peut générer un surcoût notable.

7.3 Énergies renouvelables

Logiquement, la question a été posée du recours aux énergies renouvelables pour couvrir les besoins en électricité de la SLN. Le problème est que les besoins de l'entreprise, conditionnés par l'outil industriel existant, sont peu compatibles avec la plupart des énergies renouvelables, même indépendamment des considérations économiques.

Les contraintes sont les suivantes :

- le délai pour remplacer la centrale B est court : *a priori* cela doit être fait avant 2018-2019 au plus tard (cinquième visite décennale) ;
- la puissance requise est importante : 180 MW ;
- cette puissance est appelée en continu, soit 8760 h/an ;
- cette puissance ne peut pas tomber en dessous de 90 MW pendant 3 jours ou 130 MW sur une plus longue période sans provoquer des dommages considérables à l'outil de production ;
- ce besoin de sécurité d'approvisionnement conduit à rechercher une source d'électricité aussi proche que possible de l'usine métallurgique.

7.3.1 Les différentes options

7.3.1.1 Les énergies intermittentes

Les caractéristiques des besoins rendent difficilement envisageables les énergies intermittentes, d'un simple point de vue technique et avant même tout calcul économique.

Si l'on considère l'éolien, il convient de rappeler que la Nouvelle-Calédonie dispose d'une capacité installée de 37 MW, produisant environ 1 700 h/an. Il faudrait donc créer 25 fois le parc actuel au minimum et une capacité de stockage considérable⁴⁰.

Le problème est similaire pour du photovoltaïque qui nécessite 1 m² pour produire 200 kW avec une disponibilité de 33 % au mieux.

7.3.1.2 Les énergies non intermittentes

Les énergies renouvelables non intermittentes pourraient être *a priori* une meilleure approche.

En ce qui concerne la géothermie, il n'y a pas de potentiel identifié en Nouvelle-Calédonie, ce que confirme l'ADEME.

En ce qui concerne la biomasse, les études de l'ADEME concluent que le potentiel maximum correspond actuellement à une unité de 1 MW électrique pour la zone du grand Nouméa.

En ce qui concerne l'hydraulique, les études d'ENERCAL envisagent un potentiel supplémentaire de 80 MW, dont 20-30 MW dans le bassin de la Ouienne et une quinzaine de MW dans la région du Mont Panié. Toutefois ces ressources sont éloignées, leur développement nécessite de prendre en compte certaines contraintes environnementales, les investissements sont lourds (on parlerait de 150 M€ pour un barrage sur la Ouienne) et les délais de réalisation des nouveaux moyens énergétiques sont supérieurs à ceux dont dispose la SLN. Enfin, même au mieux, seule une partie des besoins seraient couverts.

Enfin, la solution du solaire thermodynamique a été évoquée. Il s'agit d'une technologie sur laquelle l'Agence internationale de l'énergie (AIE) fonde beaucoup d'espoirs, et la mission d'expertise a consulté les spécialistes nationaux de l'ADEME. Une centrale

⁴⁰ Il est rappelé que le stockage de l'électricité est techniquement difficile. La solution la plus simple est le stockage par pompage d'eau dans un réservoir haut et récupération de l'électricité par turbinage de l'eau redescendant par gravité (dispositif appelé STEP). Les STEP sont bien adaptés pour couvrir les besoins d'heures de pointe. Ils peuvent avoir des puissances importantes, mais leur temps de fonctionnement est réduit et les rend peu adaptés à couvrir des besoins continus comme ceux d'une usine métallurgique, sauf à retenir des dimensionnements considérables.

solaire thermodynamique capte le flux solaire, le concentre pour chauffer un fluide et convertit cette chaleur en électricité. Le fluide peut être utilisé pour le stockage de l'énergie⁴¹. Il existe des unités de par le monde, dont la plus grosse est de 100 MW. L'ensoleillement est crucial (il serait insuffisant en métropole), ainsi que des facteurs comme l'empoussièvement. Enfin, le coût du MWh, en amortissant l'investissement sur 20 ans, est actuellement au moins 40 % supérieur à celui du MWh d'une centrale au charbon. Il s'agit donc d'une technologie qui mérite d'être explorée, mais qui n'est pas encore maîtrisée industriellement et ne peut donc pas être envisagée pour alimenter un outil industriel de grande capacité et pour être mise en œuvre dans un délai court.



Figure 10: Centrale solaire thermodynamique (Source: ADEME)

Conclusion : Une solution d'approvisionnement de l'usine métallurgique de la SLN entièrement par des énergies renouvelables n'apparaît pas réalisable. Il est préférable de chercher à développer les énergies renouvelables en Nouvelle-Calédonie pour des usages qui leur sont davantage adaptés au stade actuel de leur développement : puissance plus faible, absence de risque de remise en cause de l'outil industriel notamment.

7.3.2 Les options mixtes

Il a été proposé aussi des options mixtes associant une centrale au charbon avec des énergies renouvelables.

Tout d'abord, il est rappelé que la technologie du charbon pulvérisé ne permet pas de brûler de la biomasse. La technique du lit fluidisé le permettrait, mais compte-tenu qu'elle conduit à une production de cendres difficilement valorisables (cf. centrale KNS) et que le gisement de biomasse ne représente que 1 MW, il n'y a aucun intérêt à revenir sur la technologie du charbon pulvérisée choisie pour la centrale C.

Un mixage avec des énergies renouvelables intermittentes obligeraient à faire le même investissement en centrale au charbon (180 MW) pour garantir le fonctionnement de l'usine, éventuellement à minorer légèrement la capacité (ce qui aurait peu d'impact sur le montant de l'investissement), et à construire à côté une autre installation. Le coût de cette installation

⁴¹ Un inconvénient est que ce fluide peut être dangereux et que, dès que l'installation est d'une certaine taille, elle dépasse les seuils de classement SEVESO.

serait donc un surinvestissement, et le coût de revient complet de l'énergie produite serait à comparer au coût marginal d'un kWh charbon.

Il est vrai que sont actuellement construites ou proposées des centrales mixtes couplant une centrale au charbon traditionnelle et une centrale solaire thermodynamique. L'ADEME donne l'exemple d'une centrale australienne qui doit entrer en service en 2014 :

- les chaudières au charbon font au total 750 MW ;
- le solaire représente une puissance de 44 MW pour une puissance de 55 GWh, soit 6% de la puissance pour 1% de la production d'électricité ;
- 300 000 m² de capteurs ;
- un coût complet du kWh solaire supérieur de 40% au coût complet du kWh charbon.

Il apparaît clairement qu'il s'agit d'une opération de démonstration plus que d'une opération industrielle.

Conclusion : Il ne semble pas possible de justifier économiquement une solution mixte charbon/énergie renouvelable, au niveau de la SLN.

7.4 Compensations envisageables à la production de CO2 supplémentaire

Certains interlocuteurs, reconnaissant l'impossibilité d'une solution fondée sur les énergies renouvelables et l'avantage économique décisif d'une solution au charbon, ont soulevé la question des mesures qui pourraient être envisagées pour compenser la production de CO2 supplémentaire. Il convient de rappeler que, dès son projet avorté de 2008, la SLN avait proposé des mesures de ce type sous forme d'un fonds destiné à financer des opérations permettant des réductions d'émissions de CO2, ce qui avait été repris dans l'arrêté d'autorisation pour une nouvelle centrale au charbon.

Comme calculé plus haut, le bilan est, dans le cas d'une centrale C au charbon, une production supplémentaire de

- 216 000 t/an de CO2 par rapport à la centrale B au fioul, et
- 650 000 t/an de CO2 par rapport à une centrale au gaz.

Il apparaît difficile que la SLN puisse directement réduire ses propres émissions de CO2 de façon significative, même si des actions sont envisagées, telles que l'utilisation d'éoliennes pour contribuer à l'alimentation électrique de certains sites miniers. Cela étant, une compensation au niveau de l'entreprise seule n'a pas beaucoup de sens. La vraie question est plutôt celle des actions que peut mener l'entreprise pour réduire la production de CO2 en Nouvelle-Calédonie, voire au-delà.

Une première compensation résulte naturellement du fait que 170 GWh d'électricité hydraulique sont rendus à la distribution publique en raison du moindre tirage sur la production du barrage de Yaté. La valeur en économie de production de CO2 de cette contribution dépendra des installations qu'ENERCAL choisira de ne pas mobiliser (TAC diesel, groupes diesel de Népoui...). Un calcul sommaire donne un ordre de grandeur de 175 000 t/an.

Si la valorisation des cendres dans du ciment normal réussit, elle permettra d'économiser quelque 30 000 t/an de clinker, soit environ 24 450 t/an de CO2, sur la base d'une production de CO2 de 815 kg par tonne de clinker.

Si le solde des cendres peut être utilisée pour faire du « ciment vert », comme cela conduit à remplacer 80 % du clinker soit par des cendres, soit par des scories, les 40 000 t

de cendres et les 40 000t de scories permettent d'économiser 80 000 t de clinker correspondant à 65 200 t de CO₂.

Les deux tableaux ci-dessous dressent le bilan d'une part si on compare la centrale au charbon à la centrale B, d'autre part si on la compare à une centrale au gaz.

	Impact en CO ₂	Solde en CO ₂
Remplacement de la centrale B par une centrale au charbon	+ 216 000 t/an CO ₂	+ 216 000 t/an CO ₂
Retour de 170 GWh à la distribution publique	- 175 000 t/an CO ₂	+ 41 000 t/an CO ₂
Valorisation des cendres dans l'industrie cimentière néo-calédonienne	- 24 450 t/an CO ₂	+ 16 550 t/an CO ₂
Valorisation des cendres restantes sous forme de ciment vert	65 200 t/an CO ₂	- 48 650 t/an CO ₂

Tableau 2 : Impact CO₂ de diverses actions de la SLN dans le cas du remplacement de la centrale B par une centrale au charbon

	Impact en CO ₂	Solde en CO ₂
Ecart entre une centrale au charbon et une centrale au gaz	+ 650 000 t/an CO ₂	+ 650 000 t/an CO ₂
Retour de 170 GWh à la distribution publique	- 175 000 t/an CO ₂	+475 000 t/an CO ₂
Valorisation des cendres dans l'industrie cimentière néo-calédonienne	- 24 450 t/an CO ₂	+ 450 550 t/an CO ₂
Valorisation des cendres restantes sous forme de ciment vert	65 200 t/an CO ₂	+ 385 350 t/an CO ₂

Tableau 3 : Impact CO₂ de diverses actions de la SLN en cas de choix d'une centrale au charbon plutôt que d'une centrale au gaz

Il ressort clairement de ces tableaux que, par rapport à la situation présente, la SLN pourrait compenser la production de CO₂ si elle valorisait ses cendres. Par rapport à une option gaz, il resterait un écart notable.

La SLN doit donc proposer une stratégie précise pour combler partiellement cet écart dans le cadre d'une démarche mutuellement bénéfique pour l'entreprise et pour les collectivités. On peut penser que cette stratégie devrait en particulier être axée sur le

développement des énergies renouvelables dans l'ensemble de l'île dans le cadre du schéma énergie/climat que prépare le gouvernement territorial et qui nécessitera la mobilisation de moyens financiers. Une participation de la SLN à un fonds, comme la société l'avait envisagé en 2008, permettrait à l'entreprise de contribuer efficacement à des actions de réduction de la production de CO₂.

8 La concertation et l'information

De manière générale, à la suite des différents entretiens qu'ils ont eus, en particulier à Nouméa, les experts font plusieurs constatations :

- dans l'ensemble les différents interlocuteurs, sauf bien évidemment les représentants du groupe Eramet, ne connaissent pas très bien le dossier du renouvellement de la centrale. Des données de base, indispensables pour comprendre la complexité des choix à effectuer et les enjeux des décisions à prendre, ne sont pas toujours connues ;
- de nombreux interlocuteurs, en particulier ceux de la « société civile », ont des interrogations, généralement pertinentes, auxquelles ils n'ont pas obtenu de réponse ; les experts n'ont pas pu apprécier si ces interrogations n'ont pas été communiquées au groupe Eramet ou si elles l'ont été mais n'ont pas reçu de réponse ;
- le groupe Eramet semble avoir une mauvaise image auprès des responsables et des représentants de la société civile locaux que la mission a rencontrés. Chacun est parfaitement conscient de l'importance de ses activités pour l'économie néo-calédonienne et pour la prospérité de la population, mais tous sont critiques sur le comportement de l'industriel. Celui-ci est perçu comme lointain, la SLN n'étant que la courroie de transmission de décisions prises « à Paris ». Les formulations et appréciations varient d'un interlocuteur à l'autre, certains faisant état d'une attitude « hautaine », voire « colonialiste », mais un grand nombre affirme qu'il est « impossible de faire confiance » à l'industriel.

Bien évidemment ce constat général ne saurait s'appliquer individuellement à chacune des personnes rencontrées. Mais le caractère critique des appréciations, la référence unanime à un « manque de confiance », à une nécessaire « méfiance », sont particulièrement frappants et témoignent de ce que la communication entre l'industriel d'une part, les responsables néo-calédoniens et la société civile d'autre part, n'est pas de bonne qualité.

Les causes de cet état de fait semblent diverses.

Les représentants du groupe Eramet n'ont probablement pas accordé à la concertation avec les Néo-Calédoniens une importance suffisante. Une structure formelle de concertation n'a été mise en place que tardivement, sous la forme d'un comité local d'information (CLI), instauré par une délibération de la Province Sud du 5 mai 2011. De même, l'industriel ne semble pas avoir cherché à se doter de relais dans l'opinion locale, à associer certains interlocuteurs à ses choix. Le dossier n'a guère donné lieu à une concertation locale avant la décision : il s'est surtout agi d'expliquer la décision une fois celle-ci prise ; il en est résulté le sentiment que le groupe ne se préoccupait pas des opinions locales. Enfin, l'industriel a choisi une politique d'information à sens unique : il a cherché à

expliquer ses choix et ses motivations, mais n'a guère su ou voulu identifier les interrogations de ses interlocuteurs et y répondre ; en procédant de la sorte il n'a pas pu désamorcer un certain nombre de débats reposant sur des informations partielles ou inadaptées au dossier.

Au-delà de ces maladresses le groupe Eramet doit faire face à une forme d'exaspération de nombreux responsables locaux qui ne comprennent pas les fluctuations de ses orientations : après avoir été convaincus en 2008 que la centrale au charbon était la meilleure solution et délivré les autorisations nécessaires, ils ont appris que l'option gaz, qui est plus satisfaisante sur le plan environnemental, était envisageable. On leur demande désormais d'expliquer à leurs mandants que c'était une illusion et qu'il faut se contenter d'une centrale au charbon. De tels allers-et-retours ne sont pas faciles à comprendre et encore moins à expliquer à des électeurs.

Enfin, certaines démarches de communication semblent contre-productives. Affirmer dans un communiqué officiel (12 février 2011) que l'entreprise « donne sa préférence à la filière gaz... sous réserve de trouver les moyens appropriés permettant de remédier au surcoût inhérent à cette solution » ne peut que créer des espoirs alors même qu'on n'est pas certain de pouvoir un jour les satisfaire. De même, écrire dans le document d'information du public⁴² que « les cendres ne présenteront aucun danger pour la santé » et qu'elles « seront valorisées sous forme de ciment... », en présentant donc ces points comme acquis alors qu'ils supposent des travaux complémentaires permettant de résoudre les difficultés techniques et commerciales qui subsistent, ne favorise pas la crédibilité du projet auprès de la population, d'autant plus qu'elle sait que la centrale électrique de Prony n'a pas encore pu maîtriser cette difficulté et qu'elle voit une noria de camions emmenant la cendre dans une décharge de classe 2. La population doute en conséquence des affirmations non démontrées.

Le groupe Eramet porte donc une responsabilité certaine dans les incompréhensions actuelles.

Il convient toutefois de noter que les représentants de la STCPI qui siègent au conseil d'administration d'Eramet ou à celui de la SLN auraient également pu contribuer à informer les responsables néo-calédoniens et la population. Mais ils représentent les provinces, si bien que le gouvernement de la Nouvelle-Calédonie et la mairie de Nouméa ne peuvent pas bénéficier de leur appui. Un dossier aussi important que celui de la centrale électrique aurait mérité que les collectivités territoriales néo-calédoniennes se concertent davantage entre elles, ou que le groupe Eramet mette en place, au-delà des structures de gouvernance de l'entreprise, un dispositif formel de concertation régulière avec les responsables de toutes les collectivités territoriales concernées.

Conclusion

En conclusion, la mission note les points suivants :

- Il ne fait guère de doute qu'il y a urgence, du point de vue technique, du point de vue économique et du point de vue de la protection de l'environnement, à investir dans une nouvelle centrale électrique pour alimenter l'usine métallurgique de Doniambo. Il peut même être souligné que cet investissement a trop tardé.

⁴² SLN : « remplacement de la centrale électrique, questions réponses ».

- Le choix des solutions envisageables est la responsabilité de l'entreprise. Celle-ci a conduit ce travail dans ses instances sociales selon un processus normal qui a notamment pleinement associé les administrateurs représentants l'Etat et les provinces néo-calédoniennes.
- L'Etat a joué son rôle d'actionnaire. Mais cela ne saurait en rien préjuger de sa position sur une éventuelle demande de défiscalisation, ne serait-ce que parce qu'il est impossible de prévoir les règles qui seront applicables lorsqu'une telle demande sera présentée.
- Les différentes autorités de Nouvelle-Calédonie auront à délivrer dans les mois à venir plusieurs autorisations cruciales pour l'avenir du projet de nouvelle centrale.
- D'un point de vue économique, le choix d'une centrale au charbon, plutôt que d'une centrale au gaz, est totalement pertinent. Il existe un écart significatif entre les deux solutions, les mesures envisageables pour combler cet écart sont incertaines et insuffisantes, une hausse des prix de l'énergie ne pourrait qu'accroître cet écart.
- En ce qui concerne l'impact environnemental, une centrale au gaz aurait un impact positif plus important qu'une centrale au charbon, mais l'impact essentiel sera d'avoir une installation neuve répondant aux dernières normes.
- Une difficulté importante est le traitement des cendres de la centrale au charbon, problème sur lequel l'entreprise doit intensifier ses efforts.
- En ce qui concerne l'impact climatique, une centrale au charbon rejette plus de CO₂ qu'une centrale au gaz, ce qui rend indispensables des mesures de compensation de la part de l'entreprise.
- Une centrale au charbon ne posera pas de problèmes aigus de sûreté contrairement à une centrale au gaz qui implique un stockage de GNL.
- L'investissement envisagé est, dans l'option gaz comme dans l'option charbon, bénéfique pour la sécurité du système électrique de Nouvelle-Calédonie, car il contribuera à réduire sa fragilité.
- Les propositions de variantes du projet (évolution du procédé industriel, délocalisation de la centrale, recours plus ou moins important aux énergies renouvelables...) n'apparaissent pas réalisables soit à cause de contraintes techniques, soit en raison de leur caractère non-économique.
- Enfin l'entreprise aurait tout à gagner à essayer d'instaurer un climat de dialogue plus confiant avec les interlocuteurs locaux, qui serait bénéfique pour tous. L'entreprise a tout intérêt à réaliser l'investissement le plus vite possible pour supprimer les surcoûts de l'installation actuelle ; les parties prenantes néo-calédoniennes ont intérêt à ce que l'entreprise contribue, dans le cadre des compensations, à la réalisation des objectifs environnementaux et énergétiques du territoire.



Jean-Philippe DURANTHON



Jean-Luc VO VAN QUI

▪ **Annexe 1 : Lettre de mission**



*La ministre de l'écologie,
du développement durable
et de l'énergie*

*Le ministre du Redressement
productif*

Le ministre des Outre-mer

Paris, le 06 JUIN 2013

—
Messieurs les Vice Présidents,

La Société le Nickel, basée à Nouméa, doit renouveler son outil de production d'électricité pour la production de nickel. La centrale actuelle, au fioul, arrive en fin de vie en 2019. La SLN et sa maison-mère ERAMET ont étudié différentes solutions de remplacement : une centrale à charbon et une centrale à gaz. ERAMET et la SLN ont finalement écarté la solution d'une centrale à gaz, compte tenu d'un surcoût jugé suffisamment substantiel pour remettre en cause le plan d'amélioration de compétitivité mis en œuvre par la SLN, alors même que les promoteurs du projet avaient intégré à cette option l'éventualité d'une défiscalisation pour la rendre plus compétitive.

Nous vous demandons de diligenter une expertise complémentaire pour déterminer si l'évolution récente des marchés et des flux d'approvisionnement des matières premières énergétiques permet de confirmer la pertinence du choix précédent d'une centrale à charbon en termes de coûts de production, d'impacts climatiques et environnementaux.

Pour cela, les ingénieurs généraux que vous voudrez bien désigner s'interrogeront sur les avantages comparatifs des deux moyens de production et examineront, en s'appuyant sur les travaux déjà menés par Mme Anne Duthilleul, l'impact de chacune des possibilités, prenant éventuellement en compte la défiscalisation, sur la compétitivité de ce site de production par rapport aux concurrents internationaux.

Monsieur Luc ROUSSEAU
Vice Président du Conseil général de l'économie,
de l'industrie et des technologies (CGIET)

Monsieur Patrice PARISE
Vice Président par intérim Conseil Général
de l'environnement et du développement durable (CGEDD)

Les missionnaires rendront compte du processus de décision de la SLN et d'ERAMET.

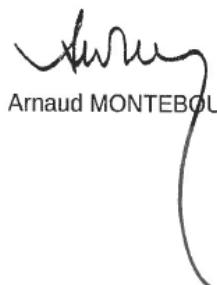
Enfin, ils se rendront sur place en début de mission afin de rendre compte des positions des parties prenantes locales.

Vous nous adresserez les conclusions de ces travaux sous la forme d'un rapport commun préconisant la solution la plus adaptée à la situation de l'entreprise et au regard de l'environnement.

Nous souhaitons disposer de vos conclusions pour la mi-juillet 2013.



Delphine BATHO



Arnaud MONTEBOURG



Victorin LUREL

- **Annexe 2 : Les personnes rencontrées ou entendues**

Députés, élus de la Nouvelle-Calédonie

Mme Sonia LAGARDE, députée de la 1ère circonscription de Nouvelle-Calédonie
M. Philippe GOMES, député de la seconde circonscription de Nouvelle-Calédonie

Premier Ministre

M. Stéphane GRAUVOGEL, conseiller technique Outre-mer

Ministère de l'économie et des finances

Mme Claire CHEREMETINSKI, sous-directrice Énergie (DB), Agence des participations de l'État
M. Thomas GROH, chef de Bureau DB2, sous-direction Énergie, Agence des participations de l'État
M. Dariusz KACZYNSKI, chef du bureau des agréments, service juridique de la fiscalité, direction générale des finances publiques
Mme Ingrid ROY, bureau des agréments, service juridique de la fiscalité, direction générale des finances publiques

Ministère du redressement productif

M. Mathias LELIEVRE, conseiller technique, cabinet du ministre

Ministère de l'environnement, du développement durable et de l'énergie

M. Charles-Antoine GOFFIN, conseiller technique, cabinet du ministre

M. Jérôme GOELLNER, chef du service des risques technologiques, direction générale de la prévention des risques
M. Xavier STREBELLE, adjoint au chef du bureau des risques technologiques et des industries chimiques et pétrolières, sous-direction des risques accidentels, service des risques technologiques, direction générale de la prévention des risques
M. Antoine PELLION, chef du bureau de la production électrique, direction générale de l'énergie et du climat
Mme Anne DELORME, bureau Qualité de l'air, sous-direction du climat et de la qualité de l'air, service du climat et de l'efficacité énergétique, direction générale de l'énergie et du climat

Ministère des outre-mer

M, Fabrice RIGOULET-ROZE, directeur du cabinet du ministre

M, Laurent CABRERA, conseiller au cabinet du ministre

Mme Anne DUTHILLEUL, chargée de mission pour les grands projets miniers outre-mer, délégation générale à l'outre-mer

Haut-commissariat de la République en Nouvelle-Calédonie

Jean-Jacques BROT, Haut-commissaire

Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

M. Harold MARTIN, président du gouvernement

M. Gilbert TUYIENON, vice-président du gouvernement, chargé du secteur des mines

M. Christopher GYGES, conseiller en charge de l'énergie et de la fiscalité auprès de Mme Sonia BACKES, membre du gouvernement de la Nouvelle-Calédonie

M. Aurélien LOUIS, directeur de l'industrie, des mines et de l'énergie de Nouvelle-Calédonie (DIMENC)

M. Emmanuelle PARISOT, chargé de mission, direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de Nouvelle-Calédonie

M. Justin PILOTAZ, chef du service de l'industrie, direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de Nouvelle-Calédonie

Mme Julie TABOULET, chef de la section Environnement industriel, service de l'industrie, direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de Nouvelle-Calédonie

M. Bastian MORVAN, chef du service Énergie, direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de Nouvelle-Calédonie

Province Sud

Mme Cynthia LIGEARD, présidente de la province Sud

M. Pascal VITTORI, deuxième vice-président de la province Sud, président du Comité local d'information pour le site SLN

Province Nord

M. Paul NEAOUTYINE, président

M. André. NEMIA, conseiller du président

Mairie de NOUMEA

M. Jean LEQUES, Maire de la Ville de Nouméa

M. Gaël YANO, Premier Adjoint au Maire de Nouméa

Société territoriale calédonienne de participation industrielle - STCPI

M. Louis MAPOU, Président de la STCPI

Michel QUINTARD, représentant de la STCPI dans les instances de gouvernance d'Eramet et de la SLN

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie - ADEME

M. Bouzid KHEBCHACHE, adjoint au chef du service Réseaux et énergies renouvelables

Mme Céline COULAUD, service Réseaux et énergies renouvelables

M. Stéphane BISCAGLIA, service Réseaux et énergies renouvelables

M. Camille FABRE, représentant territorial Nouvelle-Calédonie

Fonds stratégique d'investissement - FSI

M. Thomas DEVEDJIAN, directeur

M. Sébastien MOYNOT, directeur d'investissement

M. Emmanuel BLOT, chargé de participations

ERAMET

M. Patrick BUFFET, président directeur général

M. Jean-Didier DUJARDIN, directeur administratif et financier

M. Christophe THOMAS, directeur des affaires industrielles

M. Bernard MADELIN, directeur général délégué en charge de la branche Nickel

M. Gérard DUMAS, directeur financier, branche Nickel

M. Jérôme FABRE, directeur du développement, branche Nickel

Société Le Nickel - SLN

M. Pierre GUGLIERMINA, directeur général

M. Philippe THOUZELLIER, directeur administratif et financier

M. Jean-Charles RITTER, directeur technique

M. Gilles POILVE, Directeur HSE

M. Olivier CHAZALMARTIN, directeur du projet Centrale C

M. Frédéric FERRET, Chef de Projet Centrale C

Organisations syndicales représentatives de la SLN

M. Jean-François REBATEL, SAMNC-NC
M. Luc AVRIL, SAMNC-NC
M. Eddy COULON, SOENC-NI
M. Claudio SALIGA, SOENC-NI
M. Karl IMANKERDJO, SOENC-NI
M. Philippe MAITUKU, SGTINC
M. Germain DJAWARI, SGTINC
M. Lionel VIDEAULT, SGCINC
M. Adrien LILO, SGCINC
M. Emmanuel COULLAUT, SICINC
M. Philippe GAZEAU, SICINC
M. Léonard WAHMETU, STKE
M. Guy TIDJINE, STKE
M. Charles DROWIA, CSTNC
M. Elvis LUCAS, CSTNC
M. Patrice HERVOUET, UT CFE CGC
M. John UNDERWOOD, UT CFE CGC

EDF

M. Vincent BASLE, directeur de projet GNL, EDF Production électrique insulaire SAS

ENERCAL

M. Jean-Michel DEVEZA, directeur général
M. Jean-Michel de GARRIGUES, directeur technique
M. Philippe NETHING, chef du service des mouvements d'énergie

TOTAL

M. Philippe SAUQUET, directeur, division Gaz et énergie

Association calédonienne pour la surveillance de la qualité de l'air (SCALAIR)

Mme Alexandra MALAVAL-CHEVAL, conseillère provinciale, présidente
M. Éric LE PLOMB, directeur

Associations néo-calédoniennes de protection de l'environnement

M. Hubert GERAUX, responsable WWF Nouvelle-Calédonie

M. Jean-Christophe LEFEUVRE, directeur du programme Nouvelle-Calédonie, Conservation International

M. Benjamin BLINOT, coordinateur environnement, association Mocamana

Mme Françoise KERJOUAN, UFC Que Choisir

Mme Martine CORNAILLE, présidente, Ensemble Pour La Planète (EPLP)

Mme Jacqueline DEPLANQUE, secrétaire EPLP

Mme Monique LORFANFANT, vice-présidente de Sauvegarde de la nature néo-calédonienne (ASNNC)

Mme Colette DELEVAUX

M. Fabrice HAAS, EPLP

M. Jacques MERMOUD,

M. Roger SILHOL, EPLP

M. Eric BLANVILLE, EPLP

M. Bernard-Louis VILLECHALANE, administrateur EPLP, secrétaire général ASNNC, président de Corail vivant

M. Rémy LE GOFF, secrétaire général de Corail vivant

Mme Chantal PICAULT, trésorière adjointe ASNNC, administrateur EPLP

Mme Françoise MARTEL, administrateur EPLP

M. Nicolas GUEDEL, EPLP

M. Bruno FLANGNATTI, EPLP

L'association Asthme et bronches, représentée au comité local d'information institué pour le site SLN, a été sollicitée par la mission, mais n'a pas pu ou n'a pas souhaité la rencontrer.

Associations de quartier

M. André LUSERGA, association du quartier des Volontaires (vallée du Tir)

M. David TALON, association du quartier des Volontaires (vallée du Tir)

Mme Marie-Christine GUENEAU, association du quartier des Volontaires (vallée du Tir)

Les associations de quartier suivantes, représentées au comité local d'information institué pour le site SLN, ont été sollicitées par la mission, mais n'ont pas pu ou n'ont pas souhaité la rencontrer :

- Association Construire la Vallée Ensemble (réponse positive mais absente au rendez-vous)
- Association Mieux Vivre à Kaméré (réponse positive mais absente au rendez-vous)
- Association pour la Défense des Intérêts de Marconi (réponse positive mais absente au rendez-vous)
- Association des Habitants de Pinsat (pas de réponse)
- Association des Habitants de la rue Audrain (réponse négative)
- Association des Habitants de Logicoop (réponse négative)

▪ **Annexe 3 : Le groupe ERAMET**

Le groupe ERAMET

Le groupe ERAMET est un groupe minier et industriel qui a trois activités principales :

- la mine et le traitement métallurgique des minerais de Nickel (26% de l'activité)
- la mine et le traitement métallurgique des minerais de Manganèse (45% de l'activité)
- l'élaboration et la transformation d'aciers et d'alliages à hautes performances (29% de l'activité).

Son chiffre d'affaires est de 3 447 M€ (2012) et il emploie environ 15 000 personnes. A l'échelle mondiale, c'est un petit groupe comparé aux géants miniers, en particulier ses deux concurrents dans le nickel présents en Nouvelle-Calédonie que sont Glencore Xstrata et Vale.

Ses principaux actionnaires sont la famille DUVAL⁴³ (37,06 %) et le Fonds stratégique d'investissement (FSI) (25,66 %). En outre figure à son capital la STCPI qui représente les intérêts des trois provinces de Nouvelle-Calédonie.

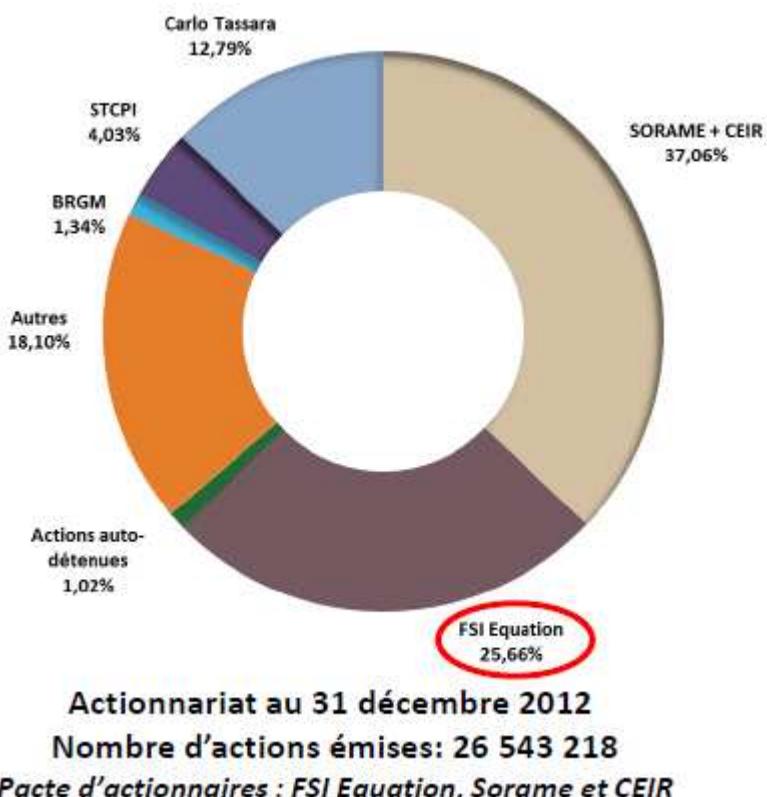


Figure 11: Actionnariat du groupe ERAMET (Source: ERAMET)

⁴³ Les intérêts de la famille Duval apparaissent dans le cadre des fonds Sorame et CEIR.

Le conseil d'administration est composé de :

- le président
- 4 représentants de la famille Duval,
- 2 représentants de l'Etat,
- 2 représentants de la STCPI,
- 6 administrateurs indépendants.

La branche Nickel du groupe représente 900 M€ de chiffre d'affaires pour 3000 personnes environ. Les outils de production sont répartis entre la Nouvelle-Calédonie, la métropole et, plus récemment, l'Indonésie où la société a un projet de développement.

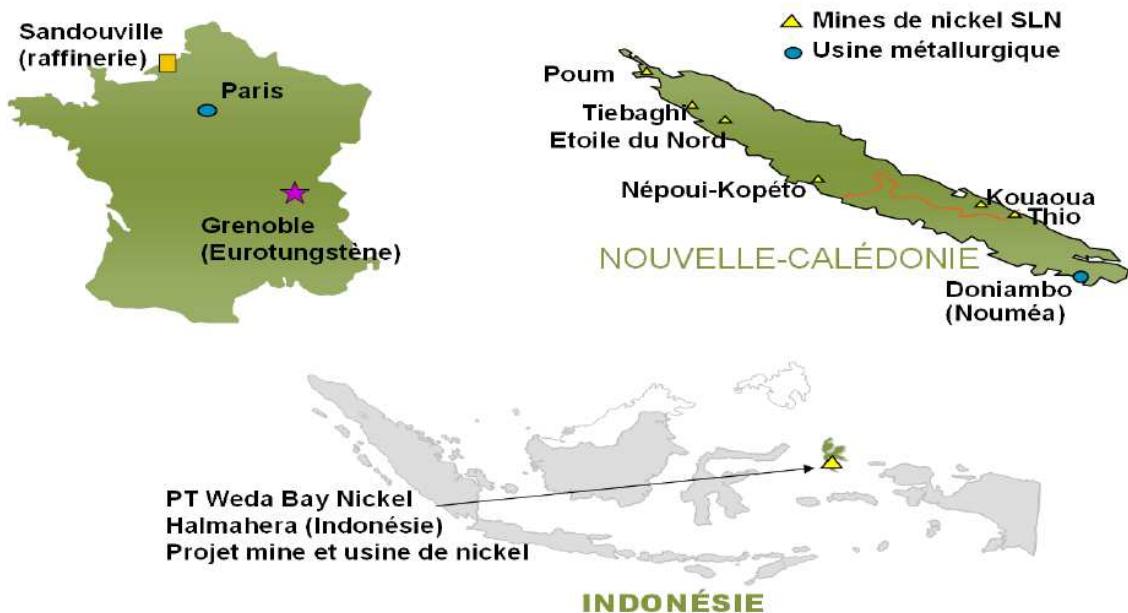


Figure 12: La branche Nickel du groupe ERAMET (Source: ERAMET)

Résultats financiers

Le 29 juillet 2013 le groupe Eramet a publié un communiqué présentant ses résultats au 1^{er} semestre 2013. Son chiffre d'affaires est en baisse de 7 % par rapport au 1^{er} semestre 2012 ; il s'établit à 1613 M€ contre 1735 M€ l'année précédente. Cette baisse est le résultat de l'activité nickel (368 M€ contre 460 M€, soit -20 %) et, dans une moindre mesure, de l'activité alliages (473 M€ contre 526 M€, soit -10 %). L'EBITDA du semestre d'établit à 129 M€ contre 204 M€ pendant la même période de 2012, le résultat opérationnel courant à -9 M€ contre +85 M€ et le résultat net part du groupe à -32 M€ contre +21 M€.

Le communiqué précise que les prix du nickel sont désormais d'environ 6 \$/livre et continuent de baisser. La production métallurgique de nickel à Doniambo est en baisse de 8 % (1^{er} semestre 2013 / 1^{er} semestre 2012). Le résultat opérationnel courant d'Eramet Nickel s'établit à -94 M€ sur le semestre.

L'entreprise indique que « du fait des conditions actuelles du marché du nickel, le résultat opérationnel courant du groupe ERAMET au 2^{ème} semestre 2013 devrait être nettement inférieur à celui du 1^{er} semestre 2013 ».

La société SLN

La société SLN est la principale entité de la branche Nickel, avec un chiffre d'affaires de 850 M€ et 2 200 personnes environ. Elle opère des mines et une usine métallurgique en Nouvelle-Calédonie.

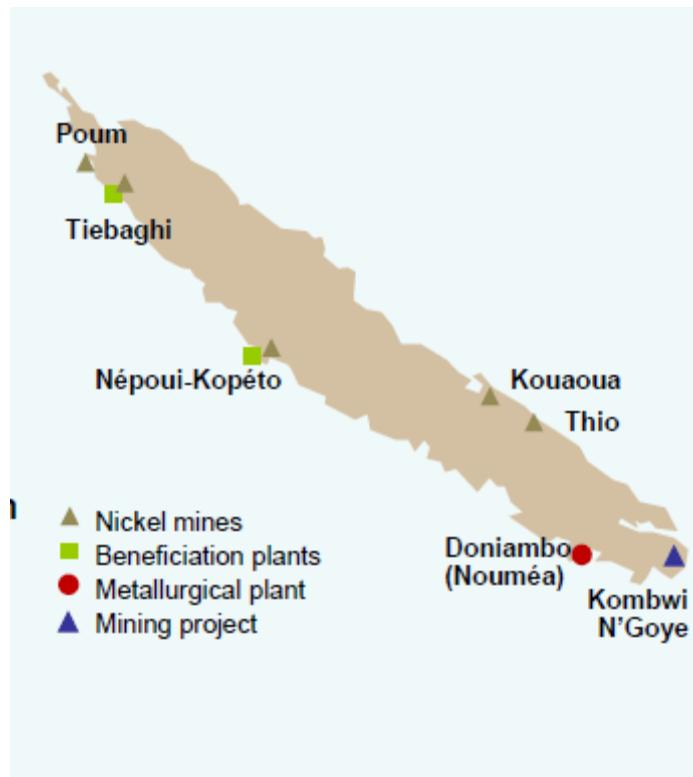


Figure 13: Implantations de la SLN (Source: ERAMET)

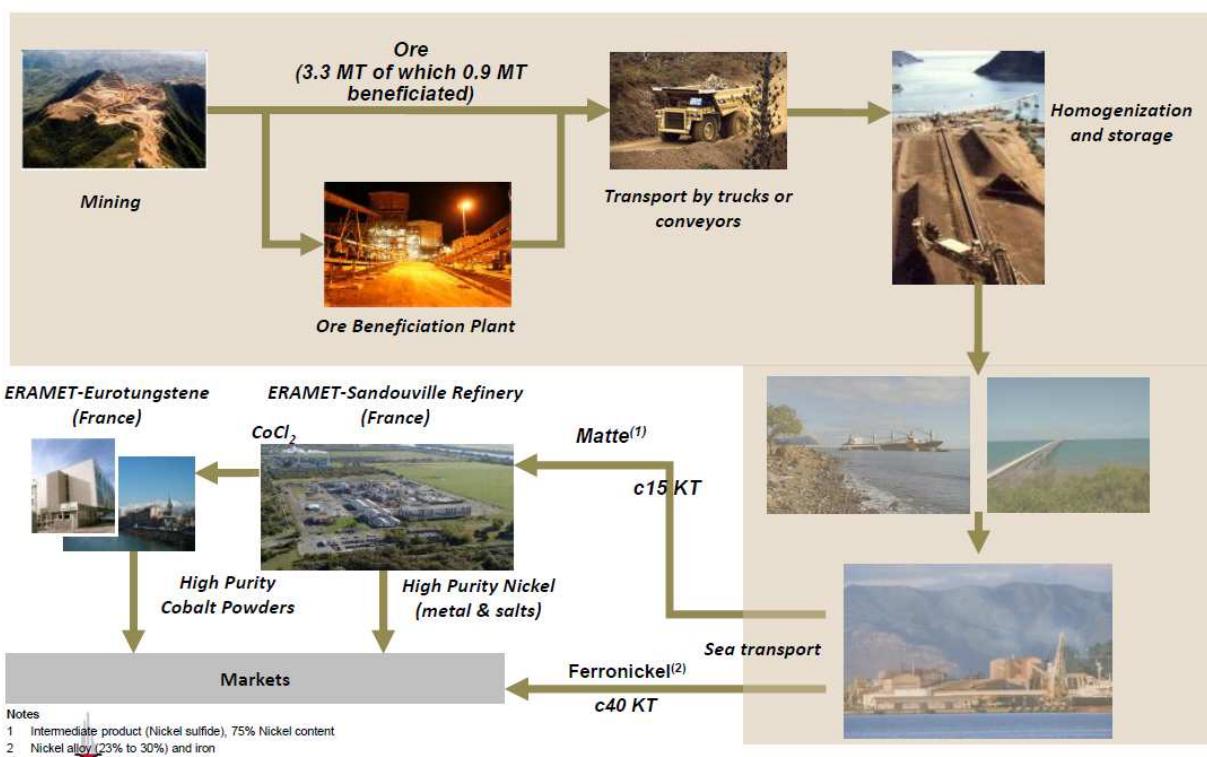


Figure 14: Activité de la SLN (Source: ERAMET)

Son actionnariat associe le groupe ERAMET, la STCPI et un sidérurgiste japonais :

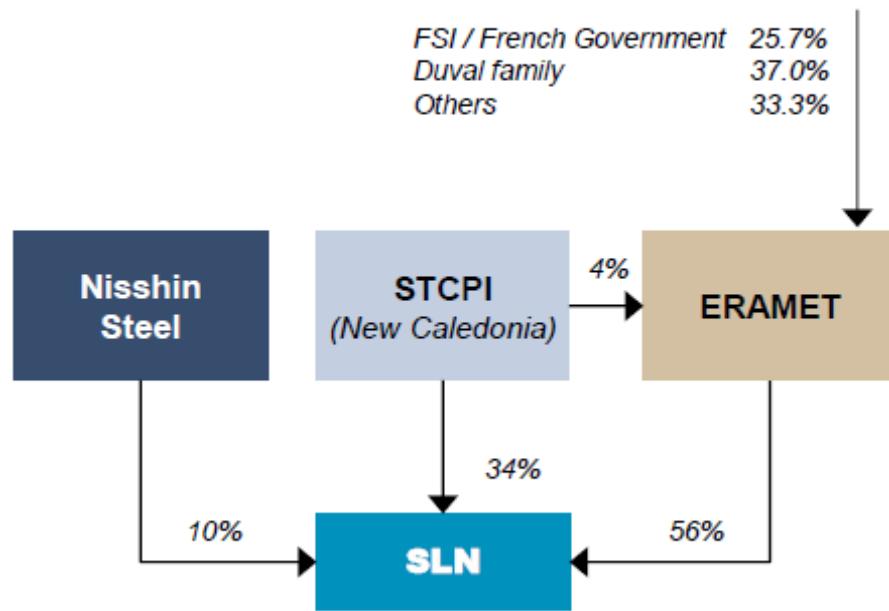


Figure 15 : Actionnariat de la SLN (Source: ERAMET)

Le conseil d'administration est composé de :

- 7 représentants d'ERAMET,
- 4 représentants de la STCPI,
- 1 représentant de Nissin Steel.

▪ Annexe 4 : Le nickel en Nouvelle-Calédonie

1. Les ressources

La Nouvelle-Calédonie possède les deuxièmes réserves planétaires de nickel. En termes de production, elle se classait en 2011 au 6^e rang mondial avec 131 000 tonnes de Nickel contenu, soit un peu plus de 7 % de la production mondiale⁴⁴. Exploitable à ciel ouvert, le minerai calédonien possède un atout indéniable face à la concurrence internationale. La moitié de la production est exportée vers le Japon, la Corée et l'Australie. L'autre moitié est valorisée sur place dans l'usine de la SLN, sous forme de ferro-nickel et de mattes, et marginalement en 2011, sous forme de NHC (Nickel Hydroxide Cake), par Vale NC.

Fig. 1 - Ressources* totales

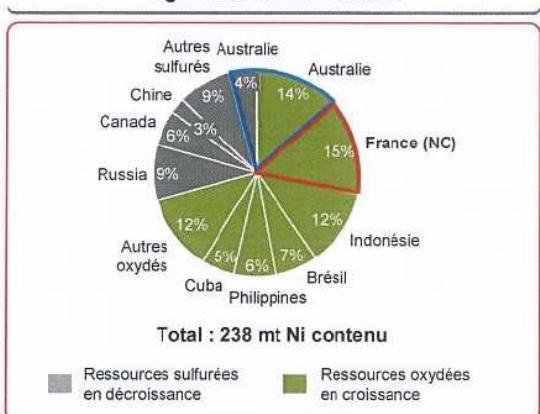
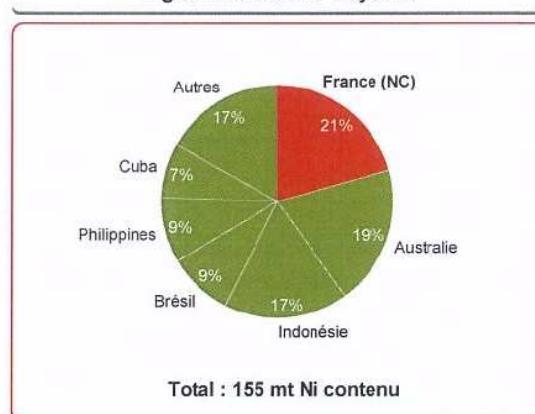


Fig. 2 - Ressources* oxydées



Note : *mesurées, inférées, indiquées
Source : BRGM, ERAMET

Le nickel est principalement utilisé pour la fabrication d'acier inox (65 % de sa production en 2012). Son marché est mondial. Son cours, fixé dans le cadre d'un marché mondial, a fortement varié ces dernières années. Après avoir atteint un maximum d'environ 52 000 \$ la tonne en 2007, il a chuté à 10 000 \$ fin 2008 / début 2009. Il est remonté à 30 000 \$ début 2011 et a recommencé à baisser depuis.

2. Les principaux acteurs

Les principaux acteurs industriels néo-calédoniens sont au nombre de quatre⁴⁵ :

- SLN (Société Le Nickel),
- Vale Nouvelle-Calédonie,
- KNS (Koniambo Nickel SAS),
- SNNC (Société du nickel de Nouvelle-Calédonie et Corée) et NMC (Nickel mining company), ces deux sociétés ayant les mêmes actionnaires et étant complémentaires (cf. infra).

⁴⁴ La production mondiale de nickel contenu s'est élevée en 2011 à 1 841 000 tonnes. Les principaux pays producteurs sont les Philippines (320 000 tonnes) la Russie (270 000), l'Indonésie (227 000), le Canada (220 000), l'Australie (215 000), la Nouvelle-Calédonie (131 000) et la Chine (90 000). Source Cyclope/Economica, édition 2013.

⁴⁵ Il existe en outre un certain nombre d'opérateurs miniers indépendants de petite taille.

2.1. La SLN

La SLN est l'opérateur historique de Nouvelle-Calédonie. Elle exploite des mines de garnierites dans toute l'île, et une usine de traitement du minerai par pyrométallurgie à Doniambo, en périphérie de Nouméa.

La SLN a pour actionnaires :

- à 56% le groupe ERAMET,
- à 34% la STCPI qui représente les provinces néo-calédoniennes⁴⁶,
- à 10% Nissin Steel, un sidérurgiste japonais.

2.2. Vale Nouvelle-Calédonie

Vale Nouvelle-Calédonie exploite les gisements latéritiques au sud de l'île dans la région de Goro et traite les minerais par hydrométallurgie dans une usine, située à Goro, qui monte actuellement en puissance.

Vale Nouvelle-Calédonie a pour actionnaires :

- à 69% le groupe sidérurgique et minier brésilien Vale,
- à 21% SUMIC, structure ad-hoc rassemblant la société minière japonaise Sumitomo Metal Mining (52%) et la maison de commerce japonaise Mitsui (48%),
- à 10% la SPMSC (Société de participations minières du sud calédonien)⁴⁷

2.3. KNS

KNS exploite des gisements de garnierites au nord de l'île et traite les minerais par pyrométallurgie dans l'usine de Koniambo en cours de démarrage.

KNS a pour actionnaires :

- à 51% SMPS (Société minière du Pacifique Sud)⁴⁸,
- à 49% le géant minier international Glencore Xstrata.

2.4. SNNC et NMC

La NMC est un exploitant minier qui approvisionne la SNNC. Celle-ci traite le minerai par pyrométallurgie dans une usine située en Corée.

Les actionnariats des deux sociétés sont identiques :

- 51% SMPS,
- 49% le sidérurgiste coréen POSCO.

⁴⁶ Les actionnaires de STCPI sont :

- 50% Promo-Sud, société de développement détenue par la province Sud
- 50% NORIL, cette société ayant elle-même comme actionnaires :
 - 25% SODIL (Société d'investissement et de développement des îles Loyauté,
 - 75% SOFINOR, Société financière de développement de la province Nord.

⁴⁷ La SPMSC est contrôlée à 50% par la province Sud et à 25% chacune par la province du Nord et la province des îles.

⁴⁸ La SMSP a pour actionnaires :

- à 87% SOFINOR,
- à 4,6% SODIL.

- Annexe 5 : L'énergie en Nouvelle-Calédonie

Les caractéristiques géologiques de la Nouvelle-Calédonie et l'importance des activités minières expliquent les déséquilibres constatés entre la production et la consommation d'énergie.

1/ Importance des énergies fossiles

Les combustibles fossiles représentent la quasi-totalité des énergies primaires consommées, la part des énergies renouvelables étant inférieure à 3 % :

○ fioul lourd	46 %
○ charbon	27 %
○ gazole et essence	23 %
○ hydraulique	2 %
○ éolien, photovoltaïque et solaire thermique	moins de 1 %
○ autres	1 %

L'électricité est pour 85 % d'origine fossile :

○ fioul lourd et gazole	59 % dont 58 % pour le fioul lourd
○ charbon	25 %
○ hydraulique	13 %
○ éolien et photovoltaïque	3 %

La biomasse est quasi-inexistante.

Du fait de cette composition du mix énergétique, la Nouvelle-Calédonie importe 97 % de l'énergie qu'elle consomme.

2/ Importance du secteur minier et métallurgique

Le secteur minier et métallurgique est à lui seul à l'origine de la moitié de la consommation énergétique :

○ mines et métallurgie	50 %
○ transports	26 % (28 % en métropole)
○ usages non énergétiques	11 % (7 % en métropole)
○ résidentiel et tertiaire	9 % (41 % en métropole)
○ autres	3 %

Il est responsable de plus des 2/3 de la consommation d'électricité, soit 2 fois plus que la distribution publique :

○ mines et métallurgie	69 %
○ distribution publique	31 %

Les entreprises métallurgiques produisent elles-mêmes l'essentiel de l'électricité dont elles ont besoin.

3/ Organisation du système électrique

La production est assurée par une pluralité d'entités :

○ les entreprises du nickel :
○ SLN,
○ KNS (sa centrale au charbon n'est pas encore opérationnelle et ses besoins

actuellement limités sont couverts par ses TAC)

- Vale (une des deux tranches de 50 MW de la centrale de Prony Energies⁴⁹ est réservée à Vale) ;
- les généralistes de l'électricité (Enercal et Alizé énergie / EEC),
- les spécialistes des énergies renouvelables (Helios Bay pour le solaire et Eole pour l'énergie éolienne).

Mais les sociétés métallurgiques sont majoritaires :

- SLN 44 %
- Enercal 28 %
- Prony énergies 25 %
- autres 3 %

Le transport est assuré exclusivement par Enercal depuis 1972.

La distribution est assurée par 2 sociétés : EEC, du groupe GDF-Suez, est concessionnaire pour plusieurs villes (Nouméa, Dumbéa, Mont-Dore, Bourail...) groupant 65 % des raccordés ; Enercal l'est pour le reste de la Nouvelle-Calédonie groupant 35 % des raccordés.

Il n'existe pas de régulateur indépendant. La fonction de régulation est assurée par la DIMENC.

Enercal est une société d'économie mixte créée en 1955. Elle est contrôlée par le territoire de Nouvelle-Calédonie mais son capital regroupe les principaux acteurs locaux :

- territoire de Nouvelle-Calédonie	54,4 %
- Eramet	16,3 %
- EDF	16,0 %
- Suez	10,8 %
- provinces	2,5 %
- communes	neg.

EEC est, quant à elle, une filiale de GDF-Suez.

4/ Moyens de production électrique

La production s'est élevée à 2218 GWh en 2012. L'essentiel est assuré par les centrales thermiques (1842 GWh, soit 83 % du total) ; les aménagements hydroélectriques correspondent surtout au barrage de Yaté et n'assurent que 379 GWh, soit 17 % du total ; les fermes éoliennes et les installations solaires ne représentent qu'une part marginale de la production totale : 16 GWh.

⁴⁹

Les actionnaires de Prony Energies sont à 75% ENERCAL et à 25% Suez.

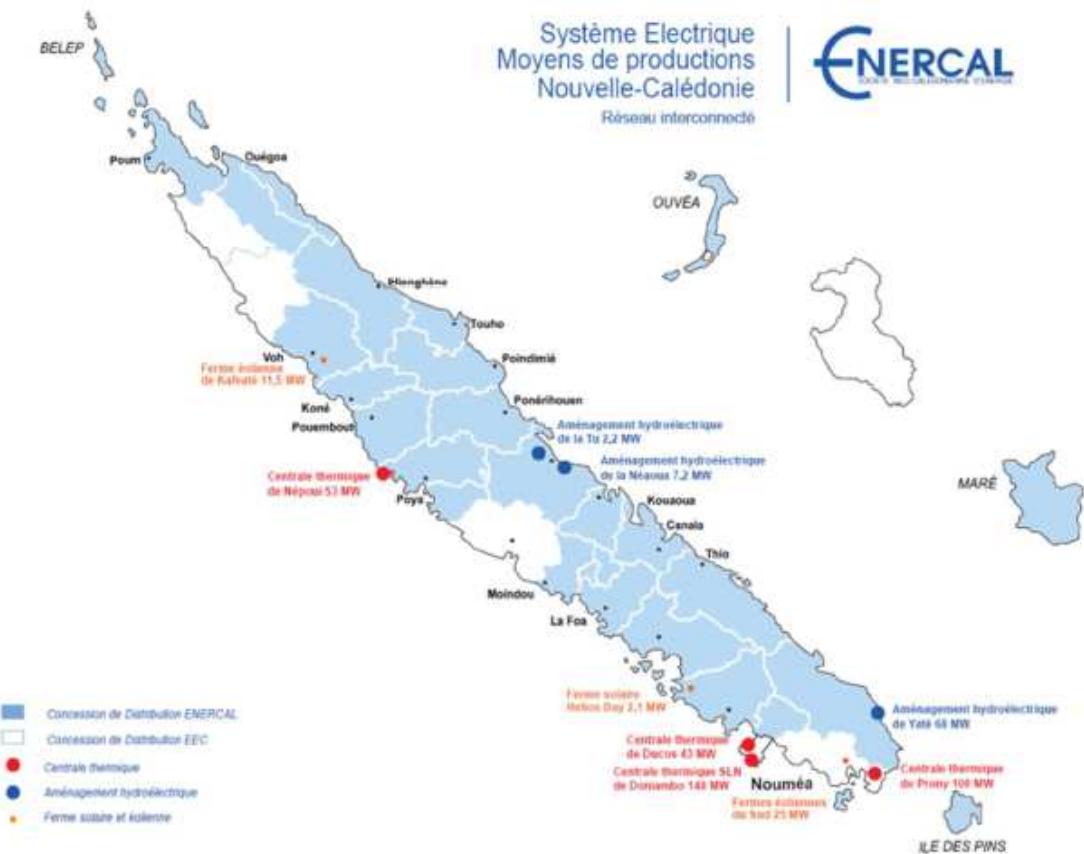


Figure 16 : Moyens de production électrique en Nouvelle-Calédonie (Source: ENERCAL) (les moyens de KNS n'apparaissent pas)

Centrales thermiques

- SLN / Doniambo : 4 moteurs au fioul propriété de la SLN mais exploités par Enercal ; puissance de 148 MW, production de 1026 GWh
- Prony Energies / centrale de Prony : 2 turbines fonctionnant au charbon pulvérisé ; puissance de 100 MW, production de 538 GWh
- KNS : une centrale au charbon à lit fluidisé en deux tranches pour un total de 230 MW, qui n'a pas démarré, et 2 TAC de 40 MW
- Enercal / centrale au fioul de Népoui : 4 moteurs diésel d'une puissance de 53 MW, production de 234 GWh
- Enercal / centrale de Ducos : 2 turbines à combustion (TAC) assurant l'équilibre journalier et palliant les défaillances ; puissance de 43 MW, production de 5 GWh
- centrales diésel autonomes : puissance de 11 MW, production de 20 GWh.

* Aménagements hydroélectriques

- barrage de Yaté : puissance de 68 MW, production de 347 GWh
- barrage de Néaoua : puissance de 7 MW, production de 29 GWh
- barrage de Thu : puissance de 2 MW, production de 3 GWh
- micro-centrales : puissance de 0,5 MW, production de 0,3 GWh

* Fermes éoliennes

- ferme de Kaféaté : puissance de 11,5 MW
- fermes éoliennes du sud : puissance de 25 MW

* Production solaire

- Helios Bay : puissance de 2 MW

En hiver la production de base alimentant la distribution publique est assurée par les centrales à charbon et le barrage de Yaté, la pointe étant assurée par la centrale au fioul de Népoui et, si besoin, la centrale au fioul de la SLN. En été s'ajoutent aux équipements de pointe les TAC de Ducos.

6/ Evolutions et projets.

A l'issue d'un long débat avec la SLN sur l'interprétation de l'accord de concession conclu en 1956 et après recours à un arbitrage, le tarif auquel la SLN achète l'électricité produite à Yaté a été sensiblement majoré à la mi-2013 : il est passé de 0,02 €/kWh à 0,125 €/kWh⁵⁰.

La SLN a défini la puissance de sa future centrale électrique de manière à diminuer sensiblement des achats d'électricité à Yaté. Au lieu des 270 GWh actuels il est prévu qu'elle ne consommera plus qu'environ 100 GWh correspondant aux périodes d'entretien des installations de la centrale C.

Les projets actuels concernant la distribution publique sont :

- un appel à projets pour les énergies renouvelables : 20 GW pour l'éolien et 3 GW pour le photovoltaïque,
- un nouveau groupe sur le barrage de Néaoua,
- de nouveaux aménagements hydrauliques, en particulier dans la zone du mont Panié et sur le cours de la Ouienne,
- des centrales solaires dans les îles.

⁵⁰ Soit de 2,3 XPF/kWh à 15 XPF/kWh.

- **Annexe 6 : Intervention de Mme Batho, ministre de l'environnement, du développement durable et de l'énergie, lors des questions au gouvernement le 24 avril 2013**

Projet de centrale au charbon en Nouvelle-Calédonie

M. le président : La parole est à Mme Sonia Lagarde, pour le groupe Union des démocrates et indépendants.

Mme Sonia Lagarde : Monsieur le Premier ministre, en 2015, du fait de l'industrie du nickel, la Nouvelle-Calédonie rejoindra les pays du Golfe, principaux contributeurs au réchauffement climatique, et dans les dix ans à venir, ses émissions de CO₂ par habitant vont progresser de plus de 165 %.

Et voilà que la Société Le Nickel, la SLN, filiale du groupe Eramet dont l'usine est implantée en plein cœur de Nouméa, doit remplacer sa centrale électrique au fioul.

Après avoir déclaré que son choix se porterait sur une centrale au gaz, la SLN a récemment annoncé, sur fond de chantage à l'emploi, sa décision de recourir au charbon sans que les Calédoniens aient jamais été consultés. Nous sommes donc devant le fait accompli et, je le dis ici, cela est inacceptable.

Alors que notre lagon est inscrit au patrimoine de l'Unesco, alors que nous sommes l'une des régions du monde les plus touchées par le réchauffement climatique, alors que nous avons un devoir d'exemplarité écologique, dont la SLN ne saurait être exemptée, alors que le Gouvernement a rappelé hier, ici même, l'engagement de la France dans la réduction des émissions de CO₂, cette seule centrale en rejette 1,2 million de tonnes chaque année. Pire, cette centrale à charbon sera éligible à la défiscalisation outre-mer.

Ma question est donc très simple. Tiendrez-vous compte des importants enjeux environnementaux lors de l'instruction de la demande de défiscalisation, qui ne devrait pas tarder à arriver sur les bureaux de Bercy ? Et l'État, qui est actionnaire d'Eramet...

M. le président : Merci, madame la députée.

La parole est à Mme la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

Mme Delphine Batho, ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie :

Madame la députée, je vous prie d'excuser Victorin Lurel, qui est en partance pour Haïti, où il va représenter le Gouvernement français au sommet des États de la Caraïbe.

L'usine de la SLN, filiale d'Eramet à Nouméa, doit effectivement remplacer son ancienne centrale au fioul d'ici à 2018 ou 2020. Le souhait du Gouvernement était qu'Eramet choisisse le gaz comme énergie de remplacement plutôt que le charbon. Il était prêt pour cela à mobiliser tous les leviers possibles pour soutenir la compétitivité du gaz par rapport au charbon, dans une zone Asie-Pacifique où le prix du gaz est extrêmement élevé. C'était aussi la position des élus calédoniens, qu'ils soient du gouvernement ou de la province Sud.

Comme vous l'avez indiqué, Eramet n'a pas choisi cette option. Néanmoins, le Gouvernement reste vigilant. Les autorisations administratives que vous avez évoquées relèvent des autorités locales mais pour le reste, le Gouvernement reste prêt à expertiser toute solution alternative au choix du charbon, qui pose évidemment un problème environnemental. (Applaudissements sur plusieurs bancs du groupe SRC.)

- Annexe 7. Principaux acronymes utilisés

ADEME	agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	agence internationale de l'énergie
APE	agence des participations de l'Etat
CAPEX	<i>capital expenditures</i> = dépenses d'investissement
CET	centre d'enfouissement technique
CGEDD	conseil général de l'environnement et du développement durable
CGEIET	conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies
CO2	dioxyde de carbone
DGPR	direction générale de la prévention des risques
DIMENC	direction de l'industrie, des mines et de l'énergie de Nouvelle-Calédonie
EBITDA	<i>earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i>
FSI	fonds stratégique d'investissement
GNL	gaz naturel liquéfié
GPL	gaz pétrole liquéfié
GW	gigawatt = 1 milliard de watts
HRI	haut risque industriel
ICPE	installation classée pour la protection de l'environnement
MW	mégawatt = 1 million de watts
MWh	énergie produite en 1h par une installation de puissance 1 MW
Nm3	m3 normal = volume de gaz pris dans les conditions normales de température (1°C) et de pression (1 bar)
NOx	oxydes d'azote
OPEX	<i>operational expenditures</i> = dépenses d'exploitation
SLN	société Le Nickel
SMSP	société minière du sud Pacifique
SO2	dioxyde de soufre
STCPI	société territoriale néo-calédonienne de participation industrielle
STEP	station de transfert d'énergie par pompage
TAC	turbine à combustion
TBI	taxe de base à l'importation
TGI	taxe générale à l'importation
TP	taxe de péage