Direction générale du Trésor
MINISTÈRE
DE L'ECONOMIE,
DES FINANCES
ET DE LA SOUVERAINETÉ
INDUSTRIELLE ET NUMÉRIQUE
Liberté
Égalité
Fraternité

Ambassade de France en Afrique du Sud
Service économique régional de Pretoria

Pretoria, le 10 mai 2024
Affaire suivie par : A. MOISSON
Visa : T. DORNON

L'Afrique du Sud mise sur le gaz comme énergie de transition malgré de nombreuses incertitudes

L'Afrique du Sud considère le gaz naturel comme une source d'énergie de transition pour l'industrie et la production électrique. Le développement du secteur permettrait d'assurer la sécurité énergétique du pays grâce à l'exploitation des ressources nationales et au développement de partenariats avec ses voisins (Mozambique, Namibie). Après des années de tergiversations, ces derniers mois ont vu de premières avancées concrètes dans la structuration du secteur, avec notamment la publication du Gas Amendment Bill, puis du Gas Master Plan et la création de la South African National Petroleum Company (SANPC). De nombreuses interrogations demeurent néanmoins et l'approche des élections pourrait remettre en question les développements récents.

Le gouvernement souhaite développer le secteur du gaz pour assurer sa sécurité énergétique

Le gaz est une source d'énergie présente mais sous-exploitée en Afrique du Sud, représentant à peine 1,6% de la consommation énergétique du pays[i]. Dans un contexte de crise énergétique, le gouvernement souhaite développer cette filière gaz, qui permettrait de compenser les fluctuations d'approvisionnement en énergies renouvelables, en cours de déploiement, et d'accompagner la réduction progressive de la part du charbon dans le mix énergétique. Les centrales à gaz (*gas to power*) ayant une durée de vie moyenne de 25 ans, le gouvernement considère que cet horizon temporel reste cohérent pour en faire une énergie « de transition »[ii]. En outre, le gaz est déjà utilisé en Afrique du Sud pour la production de carburants synthétiques (110 Pj/an) et dans l'industrie (70 Pj/an).

Le gouvernement place de grands espoirs dans le développement de projets extractifs, qui restent en phase d'exploration. La découverte de gisements off-shore, par un consortium mené par TotalEnergies (TE) et l'exploration de réserves de gaz de schiste contribuent largement au soutien politique affiché par les autorités, qui considèrent le gaz comme un moyen d'assurer la sécurité énergétique du pays et de garantir une rente nationale. Dans la région du Karoo, le potentiel des réserves de gaz de schiste reste incertain, estimé entre 19 et 400 Tcf[iii] malgré le démarrage en 2022 du projet Tetra4 (Virginia) dont la production reste néanmoins très limitée.

Le 26 avril dernier, le Department of Mineral Resources and Energy (DMRE) a présenté le très attendu Gas Master Plan (GMP), présenté comme une feuille de route pour le développement du secteur. Ce document se place dans la continuité de l'Integrated Resource Plan (IRP 2023), qui considère le gaz comme une priorité pour assurer la transition énergétique et du Gas Amendment Bill (GAB), qui positionne le DMRE au centre de la gouvernance du secteur. Le GMP identifie 11 centres industriels et énergétiques nécessitant des approvisionnements prioritaires en gaz (*annexe 2*). Trois scénarios (*annexe 3)* sont envisagés en fonction de l'évolution de la demande (basse, moyenne ou haute), qui impliquent de concrétiser (ou non) différents chantiers prioritaires :

La conversion des centrales à cycle ouvert (*Open Cycle Gas Turbines*), très coûteuses en carburant et principalement utilisées pour couvrir les pics de demande (*peakers*), en centrales à cycle combiné (*Combined Cycle Gas Turbine*) permettrait de réaliser des gains d'efficacité substantiels[iv]. Si ces investissements sont très couteux, ils permettraient de pérenniser une utilisation de ces centrales comme charge de base (*baseload*) pour fournir de l'électricité continue. La conversion des centrales de Gourikwa (Mossel Bay- 746 MW) et Ankerlig (Atlantis- 1338 MW) est considérée comme prioritaire tandis que celle des centrales plus petites, notamment Avon (Durban- 670 MW) et Dedisa (Coega- 335 MW), opérées par une coentreprise d'Engie[v], n'est évoquée que dans le scénario le plus ambitieux.

La construction de nouvelles centrales conformément à la stratégie énergétique du pays (Integrated Resource Plan/IRP 2023). Dans la continuité du précédent IRP (2019), le scénario médian du GMP prévoit des capacités additionnelles de 3 GW de la part d'Eskom jusqu'à 2030, correspondant à un projet annoncé de longue date à Richards Bay[vi]. Le GMP prévoit également de développer 4,22 GW de capacités supplémentaires auprès des producteurs d'électricités indépendants (IPP), qui s'échelonneront en 2025 (1,22 GW)[vii], 2027 (1 GW), 2028 (1GW)

et 2030 (1 GW). Ces projets correspondent largement aux 3 GW annoncés en décembre 2023 dans le cadre du Gas Independent Power Producer Procurement Programme (GIPPP- *annexe 4*).
La conversion éventuelle de centrales thermiques, opérées par Eskom et toutes situées à Middelburg (Mpumalanga), en centrales à gaz est également évoquée[viii].

Des incertitudes économiques, logistiques et de gouvernance qui demeurent

Les clients privés hésitent à soutenir le développement du secteur. Il est difficile d'investir de l'argent privé à si long terme, surtout sans garanties financières et au regard des objectifs de neutralité carbone des grands groupes[ix]. La demande du secteur électrique nécessiterait de garantir un prix du gaz inférieur à 300 ZAR/Gj pour être une solution compétitive ; ce niveau est estimé entre 100 et 300 ZAR/Gj pour les transports lourds[x].

La stratégie gouvernementale présente néanmoins plusieurs incertitudes :

La gouvernance du secteur reste au centre des interrogations. Le GAB a clarifié le rôle du DMRE comme principal régulateur et tutelle de la nouvelle South African National Petroleum Company (SANPC)[xi]. Cela devrait permettre de positionner SANPC comme un acteur intégré, capable de structurer le développement du secteur. Toutefois, la majorité des projets de génération prévus dans la cadre du Risk Mitigation IPP Procurement Programme (RMI4P), pourtant mentionnés dans le GMP, avaient été officiellement abandonnés fin 2022, faute de financements pour mener à bien les projets identifiés, mais surtout à cause du manque de coordination intra-gouvernementale[xii].

La stratégie sud-africaine manque de clarté sur **le rôle du gaz comme source d'énergie**, soit pour assurer la production électrique de base (*baseload*), soit comme source d'appoint (*peaker*). Cette ambiguïté se retrouve dans la puissance demandée (entre 300 et 1 000 MW) dans le cadre du GIPPPP, qui semble contradictoire avec l'exigence d'intermittence des opérations (arrêt/redémarrage deux fois par jour) mentionnée dans le GIPPP. Dans le cas d'un fonctionnement par intermittence, la rentabilité de ces investissements semble difficile justifier.

La stratégie d'approvisionnement reste également incertaine. Le GIPPPP précise que les opérateurs de centrales devront s'approvisionner sur le « *spot market* » mais rien de tel n'existe en Afrique du Sud à l'heure actuelle. Une alternative consisterait à créer une entité nationale chargée de sécuriser des contrats d'approvisionnements avec des volumes importants et commercialiser le gaz aux différents clients. Un premier pas a été fait en ce sens, avec l'obtention en mars 2024 par PetroSA d'une licence de trading, qui a permis à l'entreprise nationale de sécuriser un premier contrat d'approvisionnement de 2 Pj/an auprès de la société nationale d'énergie du Mozambique ENH[xiii]. Néanmoins, la volonté du régulateur (NERSA) de garantir que les prix du gaz ne soient pas « déraisonnables » pourrait inciter les producteurs, également présent au Mozambique et en Namibie, à exporter leur gaz sur les marchés internationaux, où les prix sont plus élevés.

Le développement des infrastructures reste une contrainte majeure. Pour y remédier, le GMP envisage quatre scénarios[xiv] (*annexes 6, 7 et 8*). TE pourrait fournir du gaz depuis le terminal gazier de Matola (Mozambique), via une extension de la pipeline existante ROMPCO[xv], pour répondre à la hausse attendue de la demande de Sasol[xvi] et l'épuisement du champ de Pande Temane. Le gouvernement envisage également de livrer l'hinterland depuis la côte en inversant la pipeline Lilly (Secunda-Richards Bay). A court terme, une unité flottante de regazéification (FSRU) serait commissionnée pour alimenter le pays. Dans un second temps des terminaux terrestres seraient construits dans plusieurs ports, en commençant par Richards Bay, puis Coega et Saldanha Bay[xvii]. Malgré ces développements, le GMP prévoit une période de pénuries jusqu'en 2028, le temps que les infrastructures se développent.

Annexe 2 : projets prioritaires pour la demande de gaz (*demand nodes*) en Afrique du Sud

Atlantis (Western Cape)	Conversion de la centrale à cycle ouvert (Open Cycle Gas Turbines) d'Ankerlig (1338 MW) en centrale à cycle combiné (Combined Cycle Gas Turbine)
Coega (Eastern Cape)	Nouvelle centrale, conversion au gaz de centrales existantes, potentiels nouveaux usages industriels
Cape Town (Western Cape)	Conversion au gaz de centrales existantes, potentiels nouveaux usages industriels
Durban (Kwazulu Natal)	Usages industriels
Johannesburg (Gauteng)	Usages industriels et conversion au gaz de centrales existantes
Mossel Bay (Western Cape)	Usages industriels et conversion au gaz de centrales existantes
Middelburg (Mpumalanga)	Usages industriels et conversion au gaz de centrales existantes
Richards Bay (Kwazulu Natal)	Nouvelle centrale, conversion au gaz de centrales existantes, potentiels nouveaux usages industriels
Saldanha Bay (Western Cape)	Nouvelle centrale, potentiels nouveaux usages industriels
Sasolburg (Free State)	Usages industriels et centrales à gaz opérées de façon indépendante
Secunda (Mpumalanga)	Usages industriels et centrales à gaz opérées de façon indépendante

Source : Gas Master Plan (DMRE)

Annexe 3 : Scénarios de développement du secteur proposés dans le Gas Master Plan

Sectors/ Supply sources	Drivers	Value/Description	Basecase/ Reference Case	Indigenous Priority	Regional Integration	Gas as a Transitional Fuel
Demand	Low Demand			x		
	Medium Demand		x	x	x	
	High Demand					x
Supply fields	Short term	Pande Temane, Tetra, Block 11B/12B Phase 1, Block 2A	x	x	x	x
	Medium term	Lephalale CBM		x	x	x
	Long term	Shale gas, AE Mpumalanga, Offshore Frontiers		x	x	
Production costs $/GJ (R/GJ)	Low Indigenous Production cost	4 (69)				
	Mid Indigenous Production cost	6 (104)	x	x	x	x
	High Indigenous Production cost	8 (138)				
Regional Est. Landed Prices $/GJ (R/GJ)	Regional Landed Prices (SB)	13.43 (232.11)		x		
	Regional Landed Prices (Ngqura)	13.97 (241.41)		x		
	Regional Landed Prices (RB)	13.87 (239.67)		x		
International Est. Landed Prices $/GJ (R/GJ)	International Landed Prices (SB)	14.04 (242.57)	x			
	International Landed Prices (Ngqura)	14.24 (246.15)	x			

Source : Gas Master Plan (DMRE)

Annexe 4 : zoom sur le Gas Independent Power Producer Procurement Programme (GIPPPP)

Les conditions de l'appel d'offres (RFP) prévoient la fourniture d'électricité à Eskom pour 20 ans et un délai de construction de trois ans. Il s'agira d'un « *capacity payment contract* » prévoyant le dédommagement pour le prix du site, du gaz et des services. 1 GW devra être construit à Coega, la localisation des 2 GW restant libre, dans la limite de 300 MW à 1 GW par site. Pour les candidats présélectionnés sur les critères techniques et juridiques (ex : au moins 49% d'actionnariat sud-africain), la sélection se fera à 90% sur le prix et 10% sur la contribution économique et sociale.

Les conditions de cet appel d'offres suscitent plusieurs interrogations :

- Techniquement, les critères de l'appel d'offres ne semblent pas réalistes. La puissance demandée (entre 300 et 1 000 MW) ne serait pas compatible avec l'exigence d'intermittence des opérations (arrêt/redémarrage deux fois par jour) requise pour une centrale de type « *peaker* ».
- En termes d'approvisionnement, l'appel d'offres ne propose pas de solution réaliste. L'opérateur de la centrale devra s'approvisionner sur le « *spot market* » mais rien de tel n'existe en Afrique du Sud à l'heure actuelle.

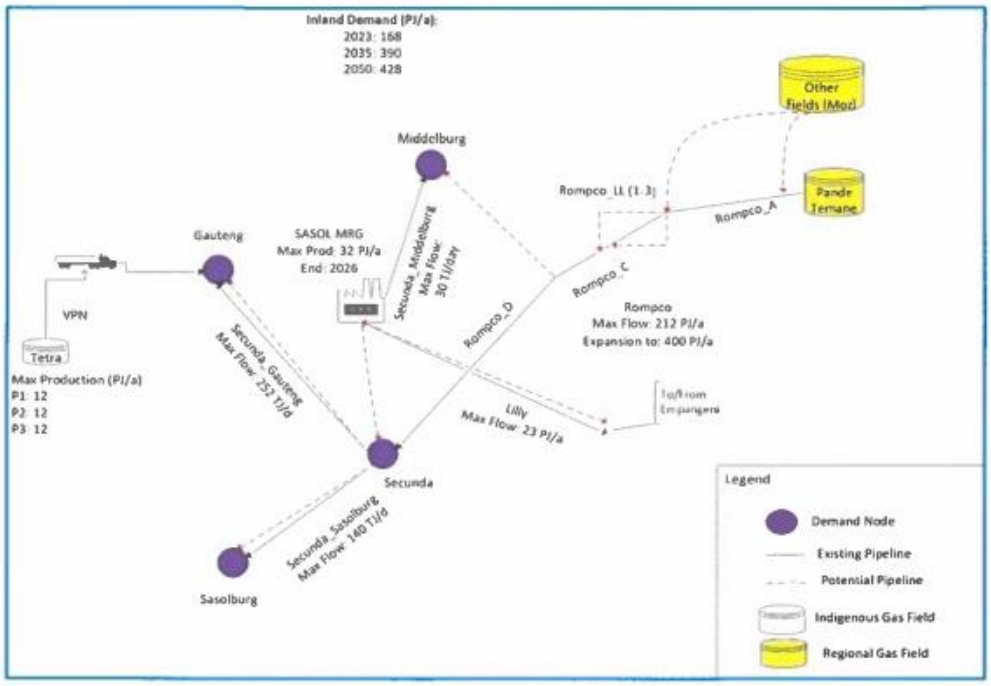
- L'appel d'offres ne désigne aucun site en particulier. Si le projet de Richards Bay semble déjà bien avancé, le fait qu'aucun autre site ne dispose des autorisations règlementaires rend ces projets irréalistes dans un délais si court.
- Power China chercherait à se positionner sur ce marché en tant qu'EPC, via des partenariats avec des opérateurs.
- ExxonMobil chercherait notamment à se positionner pour la centrale de Richards Bay. Une délégation de l'entreprise se serait rendue en Afrique du Sud en février et celle-ci serait soutenue officiellement par l'Ambassade américaine auprès des autorités sud-africaines.
- Côté sud-africain, le Central Energy Fund pourrait également envisager de prendre des participations dans certains consortiums.

Annexe 6 : plan de développement des infrastructures gazières

		Supply Nodes (from)											
		Block 11/12B Field	Block 2A Field	Pande & Temane	Virginia (Tetra) Field	Regional source	RMI4P Port of Ngqura FSRU	RMI4P Richards Bay FSRU	RMI4P Saldanha Bay FSRU	Port of Ngqura FSRU (Buy)	Richards Bay FSRU (Buy)	Saldanha Bay FSRU (Buy)	Sasol MRG
Demand nodes (to)	Atlantis		✓(2027)						✓ (2026)			✓ (2030)	
	Coega (IRP2019)						✓(2026)			✓(2030)			
	Coega (RMI4P)						✓(2024)			✓(2030)			
	Durban							✓(2027)			✓(2030)		✓(current)
	Gauteng			✓(current)	✓(current)	✓(2027)		✓(2027)			✓(2030)		
	Middelburg			✓(2026)		✓(2027)							✓(current)
	Mossel Bay	✓(2027)	✓(2027)						✓(2027)				
	Richards Bay (Eskom)							✓(2026)			✓(2030)		
	Richards Bay (RMI4P)							✓(2024)			✓(2030)		
	Saldanha Bay (RMI4P)								✓(2024)			✓(2030)	
	Sasolburg			✓(current)		✓(2027)		✓(2027)			✓(2030)		
	Secunda			✓(current)		✓(2027)		✓(2027)			✓(2030)		

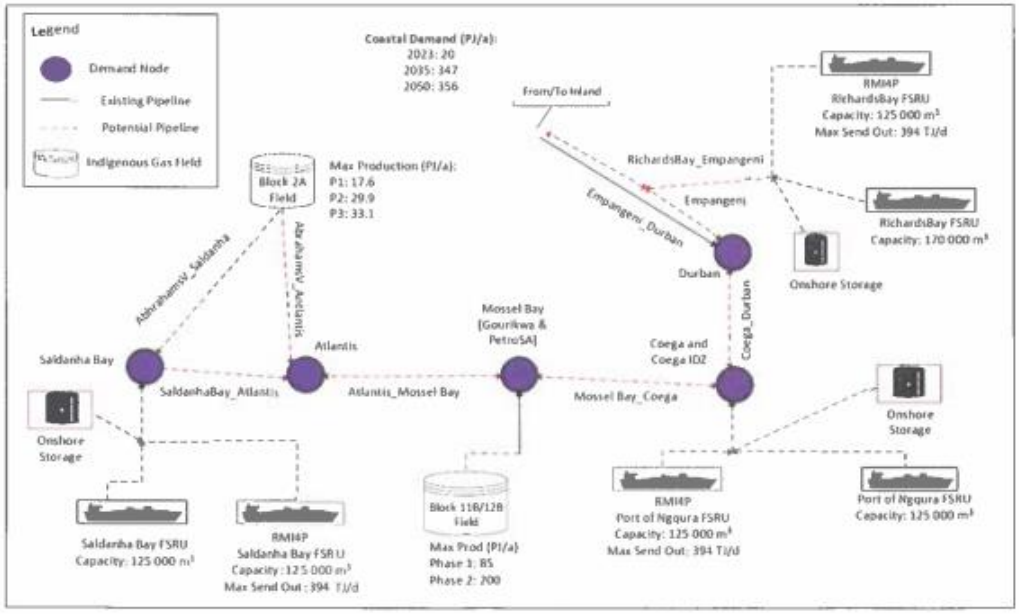
Source : Gas Master Plan (DMRE)

Annexe 7 : réseau de pipelines terrestres en Afrique du Sud et projets d'extension



Source : Gas Master Plan (DMRE)

Annexe 8 : projets de développement de pipelines côtières et sources d'approvisionnement en Afrique du Sud



Source : Gas Master Plan (DMRE)

---

[i] Contre 24% à l'échelle mondiale. Cette situation est principalement due à la place prépondérante du charbon dans la production électrique nationale : 77,7% en 2022 (source : CSIR).

[ii] Les délais de mise en opération des nouvelles capacités de centrales à gaz (5 à 6 ans en moyenne) incitent à mener ces projets urgemment.

[iii] Trillion cubic feet

[iv] L'efficacité énergétique des centrales OCGT est généralement estimée entre 35 et 45% tandis que celle des CCGT est comprise entre 50 et 60%. Les centrales OCGT sont en outre particulièrement polluantes à cause du rejet de gaz post-combustion.

[v] Engie exploite également deux centrales OCGT en Afrique du Sud : Dedisa (335MW) et Avon (670MW), mises en service respectivement en 2015 et 2016. Les actifs sont détenus par Engie (38 %), Legend Power Solutions (27 %), Mitsui & Co (25 %) et The Peaker Trust, par l'intermédiaire d'Avon BBBEE et de Dedisa BBBEE (10 %).

[vi] Le lancement de ce projet tarde à se concrétiser à cause de la situation financière du groupe et de l'opposition des activistes environnementaux.

[vii] Cette capacité de 1.2GW correspond en réalité au RMI4P (3 projets Karpowership + projet MTC Coega). Il ne s'agit donc pas réellement de nouveaux projets.

[viii] Seule la centrale de Komati (1 000 MW) est évoquée dans le scénario médian, celles de Hendrina (2 000 MW), Camden (1 600 MW) et Grootvlei (1 200 MW) n'étant considérées que dans le troisième scénario.

[ix] La plupart des groupes européens ont des objectifs annoncés de neutralité carbone à l'horizon 2050. En prenant en compte les technologies actuelles, la durée de vie minimale des centrales à gaz est d'au moins 30 ans. Cela impliquerait, pour les opérateurs de centrales concernés par ces engagements, de se délester de ces actifs avant la fin de leur cycle de vie. De même, les clients devraient chercher de nouvelles sources d'électricité verte à cette échéance. Dans le secteur minier en particulier, la plupart des acteurs promettent d'atteindre la neutralité carbone en 2040, ce qui est difficilement compatible avec des investissements dans le *gas-to-power* aujourd'hui. TE et les autres acteurs du secteur tentent de convaincre les industriels en les incitant à compenser ces investissements par des investissements durables.

[x] Source : National Business Initiative

[xi] La National Petroleum Bill, qui devrait être promulguée prochainement, devrait entériner la création de ce géant national des hydrocarbures, qui devrait fusionner les trois entités étatiques dans le domaine des hydrocarbures ; à savoir PetroSA (exploration, forage et commerce des hydrocarbures), iGas (supervision du secteur, promotion des investissements et pipelines) et le Strategic Fuel Fund (SFF- stocks stratégiques). La SANPC sera constituée en filiale du CEF Group of Companies.

[xii] Ces projets étaient gérés par le IPP Office (DMRE) mais ils ont échoué à cause du avec les autres départements (Ministère des entreprises publiques, Ministère de l'Electricité, Ministère de l'Environnement, Ministère des Transports…).

[xiii] Ce contrat prévoit une clause, ouvrant la possibilité d'augmenter cette quantité à 200 pétajoules à terme. Cela permettrait d'approvisionner de nombreux utilisateurs industriels de gaz, dont le sidérurgiste ArcelorMittal qui dépend actuellement d'environ 190 PJ/a, principalement fournis par l'entreprise pétrochimique sud-africaine Sasol. Afin de rendre ce partenariat pérenne, PetroSA souhaiterait former une coentreprise (JV) avec ENH afin de reproduire le modèle JV à Mossel Bay pour commercialiser le gaz des gisements offshore découverts par TotalEnergies.

[xiv] (1) scénario de référence, (2) scénario priorisant les approvisionnements nationaux, (3) scénario priorisant l'intégration avec les autres marchés régionaux) et (4) scénario considérant le gaz comme énergie de transition

[xv] La pipeline ROMPCO est détenue à 40% par iGas (SANPC), 40% par Companhia Moçambicana de Gasoduto (CMG-gouvernement mozambicain) et 20% par Sasol. Celui-ci relie le champ de Pande Temane, qui s'épuise progressivement et devrait être épuisé d'ici 2033à l'Afrique du Sud. TE propose d'étendre le réseau ROMPCO pour relier Matola et utiliser l'infrastructure existante pour assurer de nouvelles livraisons.

[xvi] Sasol s'approvisionne en gaz bon marché auprès du Mozambique via ROMPCO depuis près de 20 ans. L'engagement de Sasol de cesser la production à partir de charbon devrait augmenter sa demande en gaz. A noter que le gaz raffiné sur le site de Sasol génère des sous-produits de mauvaise qualité (dérivé du méthane), qui sont expédiés vers Richards Bay via la pipeline Lilly pour servir de combustible à une centrale (30 Pj/an).

[xvii] Le projet d'Eskom (Richards Bay) et l'assurance d'un site à Coega devraient inciter l'implantation des projets privés à proximité, afin de bénéficier des infrastructures existantes. Vopak et Transnet Pipelines devraient ainsi s'associer pour un projet de terminal gazier à Richards Bay (concession de 25 ans). Le développement d'infrastructures portuaires est également envisagé à Coega et Saldanha Bay.