Études de l'Ifri

# L'ÉNERGIE EN ASIE DU SUD-EST

## De l'intégration des réseaux à l'intégration des marchés

**Sylvie CORNOT-GANDOLPHE**

Janvier 2017

ifri Centre Énergie

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

ISBN : 978-2-36567-664-9
© Tous droits réservés, Ifri, 2017

**Comment citer cette publication :**
Sylvie Cornot-Gandolphe, « L'énergie en Asie du Sud-Est. De l'intégration des réseaux à l'intégration des marchés », *Études de l'Ifri*, Ifri, janvier 2017.

**Ifri**

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

**Ifri-Bruxelles**

Rue Marie-Thérèse, 21 1000 – Bruxelles – BELGIQUE

Tél. : +32 (0)2 238 51 10 – Fax : +32 (0)2 238 51 15

E-mail : bruxelles@ifri.org

**Site internet :** Ifri.org

# Auteur

**Sylvie Cornot-Gandolphe** est consultante en énergie, spécialiste des questions internationales. Depuis 2012, elle collabore avec le Centre Énergie de l'Ifri en tant que chercheur associé ; avec CyclOpe, la publication de référence sur les matières premières ; avec CEDIGAZ, le Centre international d'information sur le gaz naturel de l'IFPEN ; et depuis 2014, avec l'OIES (Oxford Institute for Energy Studies) en tant que Research Fellow.

Sylvie a une connaissance approfondie des marchés gaziers et charbonniers mondiaux, acquise au cours de sa carrière, tout d'abord comme secrétaire général de CEDIGAZ, au sein de l'IFPEN, puis comme directrice de projet au Centre du gaz de la Commission économique pour l'Europe des Nations unies à Genève, puis comme administrateur principal et expert en matière de gaz à l'Agence internationale de l'énergie, puis comme adjointe au Directeur du développement commercial au sein d'ATIC SERVICES et enfin comme conseiller auprès du Président pour les questions énergétiques.

Elle est l'auteur de plusieurs publications de référence sur les marchés gaziers et charbonniers. Sylvie est diplômée de l'École nationale supérieure du pétrole et des moteurs (ENSPM).

# Résumé

L'Asie du Sud-Est est l'une des régions les plus dynamiques au monde et connaît une croissance économique et énergétique élevée. La demande d'énergie de la région devrait continuer sa forte croissance, augmentant de 75 % d'ici 2040, tirée par une économie régionale qui devrait tripler en taille et une population qui devrait croître de plus de 20 % d'ici 2040. Cette formidable croissance crée des défis environnementaux, financiers et de sécurité d'approvisionnement. L'ASEAN, qui s'est constituée en communauté économique depuis fin 2015, entend répondre à ces défis en améliorant la connectivité énergétique et la coopération régionale afin d'assurer la sécurité énergétique, l'accès à l'énergie pour tous à un prix abordable et la durabilité du mix énergétique.

En particulier, dans les secteurs de l'électricité et du gaz, la région promeut l'intégration des marchés et un renforcement de la sécurité énergétique à travers deux projets : l'ASEAN Power Grid (APG) et le Trans-ASEAN Gas Pipeline (TAGP). Ces deux projets, lancés au début des années 2000, ont connu des évolutions et réorientations stratégiques importantes depuis 2013-2014.

L'APG a pour but d'aider les États membres à répondre à la forte croissance de la demande d'électricité et à améliorer l'accès aux services énergétiques dans la région en renforçant les échanges d'électricité transfrontaliers, en optimisant les capacités de production d'électricité, ainsi qu'en encourageant leur partage. Alors que les interconnexions électriques développées depuis la création du projet sont uniquement bilatérales, depuis 2014, l'ASEAN développe l'interconnexion sur une base multilatérale et projette de commencer le commerce d'électricité au niveau sous-régional d'ici 2018. La région étudie également la mise en place éventuelle d'un marché électrique régional fondé sur le modèle du marché des pays nordiques européens, Nord Pool.

Alors que le TAGP visait initialement l'interconnexion par gazoduc du réseau gazier de la région, les évolutions de l'industrie gazière régionale et mondiale ont conduit à une réorientation stratégique du projet. Face à la montée en puissance des importations régionales de gaz naturel liquéfié (GNL), le projet a été reformulé en 2013 pour intégrer l'accès aux terminaux de regazéification du GNL. Son orientation vise maintenant l'amélioration de la connectivité gazière au sein de la région afin d'accroître

la sécurité énergétique et l'accessibilité au gaz naturel *via* les gazoducs et les terminaux de regazéification, favorisant ainsi l'utilisation du gaz dans la région.

Depuis le lancement des deux projets, l'interconnexion physique des réseaux électriques et gaziers s'est améliorée mais les contraintes institutionnelles et financières ont empêché la réalisation de l'objectif initial de réseaux régionaux intégrés. La réorientation vers l'intégration des marchés plutôt que l'intégration des réseaux, la mise en place des conditions financières, institutionnelles, réglementaires et techniques nécessaires à cette intégration, la démarche pragmatique et progressive adoptée par le plan d'action des projets, et la forte volonté politique au niveau de l'ASEAN de créer un marché énergétique intégré, devraient permettre à la région de réaliser son objectif et d'en tirer tous les bénéfices en matière d'utilisation optimale des ressources énergétiques régionales et de leur partage.

# Sommaire


INTRODUCTION ..... 11

DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN INVESTISSEMENT EN FORTE CROISSANCE ..... 15

Une mosaïque de pays ..... 15

Une demande énergétique et électrique en expansion ..... 16

L'INTÉGRATION ÉLECTRIQUE POUR ACCROÎTRE LA SÉCURITÉ ET LA DURABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ..... 21

Objectifs de l'APG ..... 21

Les projets d'interconnexion existants et à venir ..... 22

Vers des interconnexions multilatérales ..... 23

Le commerce transfrontalier est en hausse ..... 24

Les avantages liés à l'intégration électrique ..... 25

Les défis rencontrés dans la réalisation de l'intégration du marché électrique ..... 28

Conclusion : vers un modèle d'intégration de type Nord Pool ..... 31

LE GNL PERMET DE RELANCER LA COOPÉRATION GAZIÈRE ..... 33

Le marché gazier de l'Asie du Sud-Est ..... 33

Une volonté forte de créer un réseau gazier intégré, mais des difficultés tout aussi élevées ..... 38

Une nouvelle orientation stratégique fondée sur le GNL et la sécurité d'approvisionnement ..... 41

Conclusion : l'évolution de l'industrie gazière régionale dans un contexte mondialisé ..... 44

CONCLUSION GÉNÉRALE : DU « HARDWARE » AU « SOFTWARE » ..... 47

ANNEXE 1 : LES SEPT AXES STRATÉGIQUES DE L'APAEC 2016-2025 (PHASE I) ..... 49

**ANNEXE 2 : LES INTERCONNEXIONS ET LES TROIS SYSTÈMES RÉGIONAUX DE L'APG .....50**

**ANNEXE 3 : EFFETS INDUITS DE L'APG AU NIVEAU NATIONAL .....51**

**ANNEXE 4 : LES SUBVENTIONS AU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE DANS LES PAYS D'ASIE DU SUD-EST .....52**

**ANNEXE 5 : LES EXPORTATIONS DE GNL DE L'ASIE DU SUD-EST .....55**

**ANNEXE 6 : LES INTERCONNEXIONS GAZIÈRES OPÉRATIONNELLES .....57**

# Principales abréviations

- ACE ASEAN Energy Centre
- AEC ASEAN Economic Community
- AEE ASEAN Electricity Exchange
- AEMI ASEAN Energy Market Integration
- AERN ASEAN Energy Regulators Network
- AGTP APG Generation and Transmission System Operating Group
- AIE Agence Internationale de l'Énergie
- AIMS ASEAN Interconnection Master plan Study
- AMEM ASEAN Ministers on Energy Meeting
- APAEC Plans d'action pour la coopération énergétique
- APG ASEAN Power Grid
- APGCC APG Consultative Committee
- APSA ASEAN Petroleum Security Agreement
- ASCOPE ASEAN Council on Petroleum
- ASEAN Association des nations de l'Asie du Sud-Est
- ATSO APG Transmission System Operator
- CAA Commercial Arrangement Area
- CCGT Combined cycle gas turbine
- CERM Coordinated Emergency Response Measures
- ERIA Economic Research Institute for ASEAN and East Asia
- FSRU Floating Storage Regasification Unit
- GES Gaz à effet de serre
- $Gm^3$ Milliard de mètres cube
- GNL Gaz naturel liquéfié
- GW Gigawatts
- HAPUA Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities

- JDA Joint Development Area
- LTMS Laos-Thaïlande-Malaise-Singapour
- Mtep Million de tonnes équivalent pétrole
- Mtpa Million de tonnes par an
- NPS New Policies Scenario
- OCDE Organisation de Coopération et de Développement Économiques
- ONU Organisation des Nations Unies
- PIB Produit intérieur brut
- PIP Power Integration Project
- TAGP Trans-ASEAN Gas Pipeline
- TPES Total Primary Energy Supply
- WEO World Energy Outlook

# Introduction

L'Asie du Sud-Est est la troisième économie en Asie et l'une des régions les plus dynamiques au monde. Elle connaît une croissance économique élevée (5 % par an en moyenne entre 1990 et 2015), une démographie robuste et une urbanisation rapide. Créée en 1967 pour « accélérer la croissance économique et promouvoir la paix et la stabilité », l'Association des nations de l'Asie du Sud-Est (ASEAN[1]) est devenue une composante indispensable dans la régulation des relations entre les pays d'Asie du Sud-Est et elle a contribué de manière significative au développement économique et social de la région. Grâce à la mise en œuvre de la Communauté économique de l'ASEAN fin décembre 2015, qui vise à réaliser une région intégrée, compétitive et résiliente, la forte croissance économique de la région devrait se poursuivre. Une croissance économique d'au moins 4 % par an en moyenne est attendue au cours des cinq prochaines années, voire même 6 % si l'ASEAN réussit une plus grande intégration et que les États membres continuent à mettre en œuvre des réformes structurelles pour augmenter leur productivité et leur compétitivité[2]. Aujourd'hui, l'ASEAN constitue un vaste marché de plus de 633 millions d'habitants, doté d'un produit intérieur brut (PIB) cumulé d'environ 2 570 milliards de dollars, et avec un total d'échanges commerciaux s'élevant à plus de 2 530 milliards de dollars[3].

Depuis la création de l'ASEAN, l'énergie joue un rôle primordial dans l'intégration économique des États membres. La coopération pour la pleine utilisation du potentiel énergétique de la région s'est illustrée par l'adoption, en 1997, du programme Vision 2020[4]. Le programme préconise, entre autres mesures macro-économiques, d'établir et de développer l'interconnectivité énergétique dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel à travers l'ASEAN Power Grid (APG) et le Trans-ASEAN Gas Pipeline (TAGP). Les plans d'action successifs pour la coopération énergétique (APAEC) définissent les étapes nécessaires à la réalisation des

1. L'ASEAN regroupe 10 pays : Brunei Darussalam (Brunei), le Cambodge, l'Indonésie, la République démocratique populaire de Lao (Laos), la Malaisie, le Myanmar, les Philippines, Singapour, la Thaïlande et le Vietnam.
2. ASEAN Secretariat (2015a).
3. ASEAN Secretariat (2015b).
4. Voir sur : http://asean.org.

infrastructures régionales. Le thème du dernier APAEC 2016-2025[5], « Améliorer la connectivité énergétique et l'intégration des marchés de l'ASEAN afin d'assurer la sécurité énergétique, l'accès à l'énergie pour tous à un prix raisonnable et la durabilité du mix énergétique[6] », reflète les éléments centraux de connectivité et de sécurité énergétique qui figurent dans la Déclaration de Nay Pyi Taw sur la vision post-2015 adoptée par les dirigeants de l'ASEAN en novembre 2014 et repris dans la Vision 2025 de l'ASEAN[7]. L'APAEC 2016-2025 a été approuvé à la 33e réunion des ministres de l'Énergie de l'ASEAN (AMEM) en octobre 2015 à Kuala Lumpur.[8] Il sera mis en œuvre en deux phases. La phase I couvre la période 2016-2020.

À travers sept initiatives clés (cf. Annexe 1), qui poursuivent et complètent les plans précédents, la première phase du plan d'action vise à accélérer la réalisation de l'APG en lançant le commerce de l'électricité sur une base multilatérale, à améliorer l'intégration gazière en élargissant le TAGP aux terminaux de regazéification de GNL, et à promouvoir les technologies de charbon propre. Il comprend également des stratégies visant à atteindre les objectifs d'amélioration de l'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables adoptés par les dirigeants de l'ASEAN, à savoir une réduction de l'intensité énergétique de la région de 20 % en 2020 et de 30 % en 2025, par rapport au niveau de 2005, et une contribution de 23 % des énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2025. Le plan prévoit également de renforcer les compétences en matière d'énergie nucléaire. Par ailleurs, il élargit et intensifie la collaboration avec les partenaires de l'ASEAN, les organisations internationales, les universités et le secteur privé afin de bénéficier de leur expertise et de renforcer les compétences de la région.

Ce rapport se focalise sur l'intégration des marchés électriques et gaziers. Dans une première partie, il rappelle brièvement l'évolution de la demande d'énergie et d'électricité des pays du Sud-Est asiatique et les défis auxquels sont confrontés les États membres pour répondre à la formidable croissance attendue de la demande énergétique. La deuxième partie rappelle les développements de l'APG, analyse les avantages et défis de l'intégration électrique régionale et indique les évolutions futures du projet. La troisième partie est axée sur le développement de l'intégration gazière et montre que la réorientation du TAGP peut contribuer à une meilleure

5. ASEAN Centre for Energy (ACE) (2015).
6. « Enhancing energy connectivity and market integration in ASEAN to achieve energy security, accessibility, affordability and sustainability for all. »
7. ASEAN Secretariat (2015c).
8. Voir sur : www.asean.org.

sécurité de l'approvisionnement gazier et au renforcement de l'utilisation du gaz dans la région. Le rapport conclut sur le bilan des efforts d'intégration à ce jour et sur l'importance de la réorientation en cours des deux projets.

# Des besoins en énergie et en investissement en forte croissance

## Une mosaïque de pays

Le paysage économique et énergétique varie fortement entre les dix pays membres de l'ASEAN (Tableau 1). Dans l'ASEAN, environ 103 millions de personnes vivent encore sans accès à l'électricité, bien que les taux d'électrification diffèrent largement d'un pays à un autre et que des améliorations importantes aient été réalisées au cours des dernières années[9]. Par exemple, en 2015, environ 88 % de la population de l'Indonésie avait accès à l'électricité, contre moins de 68 % en 2010. Toutefois, la consommation d'énergie par habitant est en dessous de la moyenne régionale avec seulement 910 kWh/habitant en 2015[10].

**Tableau 1 : Principaux indicateurs économiques et énergétiques de l'Asie du Sud-Est**

| | Population (millions, 2015) | PIB réel 2015 (milliards $) | Croissance rélle du PIB, 2016-2020 (%) | TPES (2014, Mtep) | Consommation d'électricité (2014, TWh) | Consommation d'électricité par habitant (2014,kWh) | Population sans électricité (2014, millions) | Taux d'électrification (2014, %) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Asie du Sud-Est** | **632.3** | **2442.5** | **5.2** | **624.1** | **788.9** | **1262.2** | **102.7** | **84%** |
| Brunei | 0.4 | 15.5 | 1.8 | 3.6 | 4.2 | 10110.0 | 0.0 | 100% |
| Cambodge | 15.6 | 18.0 | 7.3 | 6.4 | 4.2 | 270.0 | 10.3 | 34% |
| Indonésie | 257.6 | 861.9 | 5.5 | 225.5 | 207.1 | 810.0 | 41.2 | 84% |
| Laos | 6.8 | 12.3 | 7.3 | 2.5 | 3.4 | 500.0 | 0.9 | 87% |
| Malaisie | 30.3 | 296.2 | 5.0 | 89.7 | 138.9 | 4650.0 | 0.0 | 100% |
| Myanmar | 53.9 | 64.9 | 8.3 | 19.3 | 11.3 | 210.0 | 36.7 | 32% |
| Philippines | 100.7 | 292.0 | 5.7 | 47.7 | 67.0 | 710.0 | 11.1 | 89% |
| Singapour | 5.6 | 292.7 | 2.6 | 28.0 | 48.4 | 8840.0 | 0.0 | 100% |
| Thailande | 68.0 | 395.3 | 3.6 | 134.8 | 173.8 | 2570.0 | 0.7 | 99% |
| Vietnam | 93.4 | 193.6 | 6.0 | 66.6 | 130.6 | 1440.0 | 1.9 | 98% |

*Sources : ONU, Banque Mondiale, OCDE, AIE.*

9. AIE (2015a).
10. Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) (2015).

Plusieurs pays sont dotés de ressources énergétiques importantes. L'Indonésie, la Malaisie et Brunei, par exemple, possèdent des ressources de gaz significatives et sont des exportateurs de GNL. L'Indonésie possède également des ressources de charbon immenses et est aujourd'hui le premier exportateur mondial de charbon vapeur. Les pays du Mékong (et le Laos particulièrement) possèdent quant à eux un potentiel hydroélectrique élevé. La plupart des autres pays, cependant, sont relativement pauvres en combustibles fossiles et dépendent des importations d'énergie.

Malgré des degrés de développement économique et des dotations en ressources énergétiques disparates, les pays de l'ASEAN partagent des défis communs, tels que l'accès à l'énergie à un prix abordable, la sécurité de l'approvisionnement énergétique et les préoccupations environnementales.

## Une demande énergétique et électrique en expansion

Compte tenu de la croissance économique soutenue et du développement démographique de la région, la demande d'énergie a presque triplé depuis 1990, passant de 233 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) en 1990 à 621 Mtep en 2014, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE)[11]. Les cinq plus grands consommateurs, l'Indonésie, la Thaïlande, la Malaisie, le Vietnam et les Philippines, représentent 90 % de la demande d'énergie de la région. L'approvisionnement total en énergie primaire (TPES) repose en grande partie sur les combustibles fossiles. En 2014, ils représentaient près des trois quarts du mix énergétique, contre 56 % en 1990. Les bioénergies, principalement la biomasse traditionnelle, sont encore largement utilisées en Asie du Sud-Est, avec une part de 20 % du TPES en 2014. Les autres énergies renouvelables, principalement l'hydroélectricité, ne représentent que 4 % du mix.

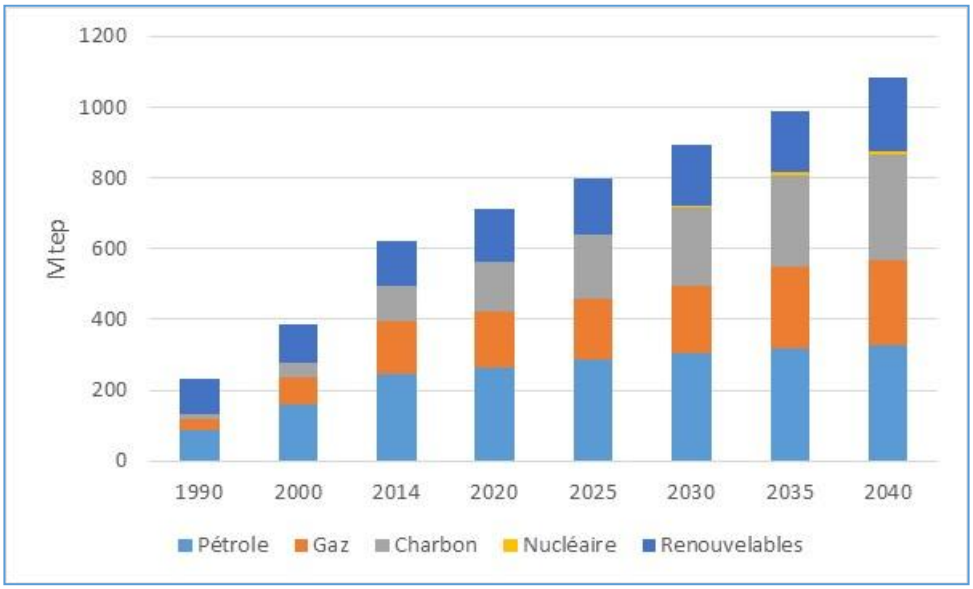
L'augmentation spectaculaire de la demande d'énergie devrait se poursuivre. Selon le New Policies Scenario (NPS) du World Energy Outlook 2016 (WEO 2016) de l'AIE[12], la demande d'énergie d'Asie du Sud-Est continuera de croître rapidement, augmentant de 75 % d'ici 2040 pour atteindre 1 100 Mtep, tirée par une économie régionale qui triplera en taille et une population qui augmentera de plus de 20 % d'ici 2040. Bien que des efforts soient déployés pour améliorer l'efficacité énergétique et favoriser le développement des énergies renouvelables, les combustibles fossiles

11. AIE (2016a).
12. AIE (2016b).

devraient continuer de dominer le mix énergétique régional (80 % en 2040). De manière significative, la demande de charbon devrait tripler d'ici 2040. Par conséquent, l'Asie du Sud-Est est l'une des rares régions au monde où la part du charbon dans le mix énergétique devrait augmenter. La part du gaz devrait diminuer de 24 % en 2014 à 22 % d'ici 2040. La demande de gaz augmenterait toutefois de 60 % sur la période (267 $Gm^3$ en 2040).

Le secteur électrique est fondamental pour l'avenir énergétique de l'Asie du Sud-Est. Dans le NPS de l'AIE, la demande d'électricité croît plus rapidement que toute autre forme d'énergie finale, représentant près de 60 % de la croissance de la demande totale d'énergie d'ici 2040.

**Graphique 1: Évolution historique et prévision de la demande d'énergie en Asie du Sud-Est (WEO2016 – NPS)**




*Source : AIE.*

Depuis 1990, la demande d'électricité en Asie du Sud-Est a augmenté de façon spectaculaire, encore plus rapidement que la croissance économique. Au cours de la période 1990-2014, l'économie a progressé de 5 % par an en moyenne, alors que la production d'électricité a augmenté de 7,4 % par an en moyenne et a atteint 756 térawattheures (TWh) en 2014. La croissance de la demande a été tirée par la croissance démographique, le rythme soutenu d'urbanisation, les augmentations élevées de production industrielle, et l'accès à l'électricité par des segments de plus en plus larges des populations rurales. Cinq pays (Indonésie, Malaisie, Philippines, Thaïlande et Vietnam) représentent plus de 90 % de la production

d'électricité régionale. Le gaz naturel et le charbon sont les deux sources principales de production d'électricité, représentant 44 % et 34 % respectivement en 2014. Le pétrole représente encore 5 % du mix électrique. Il est remplacé par d'autres sources de production d'électricité, mais cette substitution n'est pas encore complète au niveau régional, suite à la géographie compliquée de certains pays. La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité s'élève à 17 %. L'hydroélectricité est la principale source, suivie par la géothermie. Certains pays, comme le Cambodge, le Myanmar et le Vietnam ont plus de 50 % de leur électricité fournie par l'hydroélectricité. Le Laos est presque dépendant à 100 % de cette énergie.

Alors que le gaz naturel domine le mix électrique, la montée en puissance du charbon s'est accélérée depuis 2010. Par conséquent, la part du gaz dans la production d'électricité a diminué de 5 points, passant de 49 % en 2010 à 44 % en 2014, tandis que celle du charbon a fait un bond de 27 % à 34 %. Cette augmentation est liée à l'avantage prix et à la disponibilité du charbon dans la région par rapport au gaz naturel.

Dans le scénario NPS de l'AIE, la production totale d'électricité de l'Asie du Sud-Est triple quasiment d'ici 2040 et atteint environ 2 200 TWh. Pour répondre à la croissance de la demande d'électricité, toutes les sources de production augmentent, à l'exception du pétrole qui est pratiquement éliminé du mix en 2040. La part des énergies fossiles dans le mix électrique diminue de 83 % en 2014 à 73 % en 2040. La production d'électricité poursuit toutefois son évolution vers le charbon qui augmente sa part dans la production d'électricité à 45 %, alors que celle du gaz naturel tombe à 27 %. La production d'électricité d'origine renouvelable accroît sa contribution à 27 %, dominée par l'hydroélectricité (320 TWh) et le photovoltaïque, la bioénergie et l'éolien (190 TWh combinés en 2040). L'énergie nucléaire fait son entrée dans la production d'électricité d'ici 2030, le Vietnam mettant en service ses premiers réacteurs[13].

L'augmentation rapide des besoins en énergie crée des défis importants en matière environnementale, de sécurité énergétique, mais aussi financiers.

La production et l'utilisation d'énergie augmentent la pollution de l'air dans de nombreuses villes ainsi que les émissions de $CO_2$ de la région. Les

13. Jusqu'à présent, aucun pays de l'ASEAN n'a de centrale nucléaire en exploitation commerciale. L'accident de Fukushima a interrompu temporairement les développements potentiels du nucléaire dans la région, mais un certain nombre de gouvernements ont récemment réévalué cette option (Thaïlande, Philippines, Myanmar, Malaisie et éventuellement Indonésie). Dans tous les cas, la construction de centrales nucléaires nécessitera des technologies et des compétences extérieures à l'ASEAN et, dans de nombreux cas, une assistance financière.

émissions de $CO_2$ liées aux activités énergétiques sont passées de 355 Mt en 1990 à 1 221 Mt en 2014[14]. La région émet moins de 4 % des émissions mondiales, mais sa part augmente. Dans le scénario NPS de l'AIE, les émissions de $CO_2$ augmentent de 60 % par rapport à leur niveau actuel et atteignent 2 Gt en 2030. La plus forte augmentation des émissions provient du secteur de l'électricité, en raison de la croissance rapide de la demande d'électricité et la montée en puissance du charbon. Jusqu'à présent, les questions de disponibilité et de coûts l'ont emporté sur l'aspect environnemental et favorisé le développement du charbon mais la question environnementale devient de plus en plus pressante. Les pays de l'ASEAN se sont engagés individuellement à réduire leurs émissions de $CO_2$ à des degrés divers selon les pays et selon l'aide internationale. Par exemple, l'Indonésie, le principal consommateur de la région, s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 29 % d'ici 2030 de manière inconditionnelle, voire de 40 % conditionnel au soutien international[15]. Les trajectoires envisagées de développement de la production d'électricité pourraient compromettre ces engagements.

De même, l'augmentation rapide de la demande énergétique transformera certains pays aujourd'hui exportateurs nets en importateurs nets. L'autosuffisance de la région en gaz et en charbon va être remise en question par l'épuisement des réserves. Ainsi, les questions de sécurité énergétique deviennent cruciales.

Pour satisfaire sa demande énergétique, les investissements nécessaires dans le secteur énergétique s'élèvent à 2 443 milliards de dollars ($2014) entre 2015 et 2040 selon l'AIE, dont 635 milliards de dollars pour la production d'électricité et 710 milliards de dollars pour le transport et la distribution de cette électricité[16].

Maîtriser les émissions de GES et autres impacts sur l'environnement et assurer une énergie sûre et économiquement efficace pour tous sont les défis majeurs auxquels sont confrontés les pays de l'ASEAN. Une réponse collective à ces défis à travers, entre autres, une intégration des marchés de l'électricité permet de sécuriser l'approvisionnement et le rendre plus durable, en exploitant la diversité des ressources énergétiques des pays de l'ASEAN et leurs profils de demande différents. Renforcer l'accès au gaz et la sécurité de l'approvisionnement gazier permet d'accroître le rôle du gaz dans l'approvisionnement énergétique régional et favoriser un combustible

14. AIE (2015a).
15. Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) (2015).
16. AIE (2015a).

deux fois moins polluant que le charbon. C'est dans ce cadre que les projets APG et TAGP s'inscrivent.

# L'intégration électrique pour accroître la sécurité et la durabilité de l'approvisionnement

## Objectifs de l'APG

L'APG visait initialement la construction de lignes de transport d'électricité transfrontalières pour le commerce et les échanges d'électricité entre États membres de l'ASEAN.

Les responsables des entreprises/autorités électriques des pays de l'ASEAN (HAPUA) coordonnent le développement de l'APG depuis le lancement du projet. En 2008, l'APGCC (APG Consultative Committee) a été créé pour superviser le développement et la mise en œuvre des projets.

L'HAPUA a établi un plan directeur en 2003 (AIMS I) et sélectionné 11 projets clés d'interconnexion à développer d'ici 2020. En 2010, une deuxième étude (AIMS II) a sélectionné d'autres projets, portant le nombre de projets à réaliser à 16, comprenant 46 lignes transfrontalières[17].

De plus, le rapport AIMS II, à la différence de l'AIMS I, a conclu qu'il était économiquement viable de construire un réseau régional d'électricité au sein de l'ASEAN, tout en reconnaissant la nécessité d'étapes intermédiaires impliquant trois sous-systèmes géographiquement distincts. Ils comprennent le Système Nord (Cambodge, Laos, Myanmar, Thaïlande et Vietnam), le Système Sud (Malaisie péninsulaire, Singapour, Batam et Sumatra) et le Système Est (Sarawak, Kalimantan occidental, Kalimantan oriental, Sabah oriental, Sabah, Brunei et les Philippines) (cf. Annexe 2).

Les États membres de l'ASEAN ont reconnu le rôle crucial d'une infrastructure électrique efficace, fiable et résiliente pour stimuler la croissance économique et le développement régional. Malgré les investissements considérables nécessaires dans les capacités de production pour répondre à la demande future d'électricité, les États membres ont

17. AEMI (2016b) et HAPUA (2016).

convenu, lors de la 32e AMEM de septembre 2014, d'accélérer la réalisation de l'APG et de développer des interconnexions multilatérales, en vue d'un marché électrique intégré. Ce marché permettrait une utilisation et un partage efficaces des ressources, une intégration plus poussée des énergies renouvelables (hydroélectricité en particulier), le commerce de l'électricité au-delà des frontières entre pays voisins et un plus grand accès aux services énergétiques dans la région[18]. Ainsi, la réalisation de l'APG, initialement établie sur une base bilatérale, a été étendue au commerce multilatéral, en vue d'un système régional intégré.

## Les projets d'interconnexion existants et à venir

La connectivité physique de l'APG s'est développée et continue de se développer grâce à une série de connexions bilatérales, dont les premières ont été construites dans les années 1980, bien avant la formulation de l'APG. Les progrès réalisés ont été assez lents, avec 12 lignes de transport transfrontalières achevées en avril 2016 (sur les 46 lignes transfrontalières du projet), reliant la Malaisie à Singapour, la Thaïlande et l'Indonésie, et *via* la Thaïlande au Cambodge, au Laos et au Vietnam. Le projet Sarawak (Malaisie)-Kalimantan occidental (Indonésie) est le projet le plus récent démarré en janvier 2016. Ces 12 lignes totalisent 5 212 MW de capacité de transmission (cf. Tableau 2)[19].

Six projets comprenant 11 liaisons sont actuellement en cours de construction. Parmi eux, trois sont prioritaires au sein de l'ASEAN. Il s'agit des interconnexions Malaisie péninsulaire-Sumatra (Indonésie), Sarawak (Malaisie)-Brunei et Laos-Cambodge. Dans le cadre de l'APAEC, les pays membres se sont engagés à accélérer d'ici 2020 le développement et l'achèvement des trois projets restants, à savoir les interconnexions Thaïlande-Malaisie péninsulaire, Thaïlande-Laos et Laos-Vietnam. En ce qui concerne les projets futurs, 23 lignes transfrontalières totalisant plus de 20 000 MW de capacité de transport devraient être construites après 2020.

Les études réalisées indiquent que l'intégration du réseau électrique de l'ASEAN devrait permettre une économie nette de 1,8 milliard de dollars et une réduction de la capacité installée de 2 013 MW par rapport à une situation sans intégration[20].

18. HAPUA (2016) et ACE (2015).
19. HAPUA (2016).
20. AIE (2015b) et HAPUA (2016).

**Tableau 2 : Les projets d'interconnexions de l'APG, existants et futurs**

| | Opérationnelles (MW) | En cours (jusqu'en 2021) (MW) | Planifiées (MW) | TOTAL (MW) |
|---|---|---|---|---|
| **Système du Nord** | **4152** | **2469** | **15774-18924** | **22395-25545** |
| 9. Thailande-Laos | 3584 | 1879 | 1865 | 7328 |
| 10. Laos-Vietnam | 248 | 290 | - | 538 |
| 11. Thailande-Myanmar | - | - | 11709-14859 | 11709-14859 |
| 12. Vietnam-Cambodge | 200 | - | - | 200 |
| 13. Laos-Cambodge | - | 300 | - | 300 |
| 14. Thailande-Cambodge | 120 | - | 2200 | 2320 |
| **Système du Sud** | **450** | **600** | **1800** | **2850** |
| 1.Malaisie péninsulaire-Singapour | 450 | - | 600 | 1050 |
| 4. Malaisie péninsulaire-Sumatra | - | 600 | - | 600 |
| 5. Batam-Singapour | - | - | 600 | 600 |
| 16. Singapour-Sumatra | - | - | 600 | 600 |
| **Système de l'Est** | **230** | **30-100** | **600** | **860-930** |
| 6. Sarawak-W. Kalimantan | 230 | - | - | 230 |
| 7. Philippines-Sabah | - | - | 500 | 500 |
| 8. Sarawak-Sabah-Brunei | - | 30-100 | 100 | 130-200 |
| 15. E. Sabah-E. Kalimantan | - | - | - | - |
| **Système Nord-Sud** | **380** | **100** | **300** | **780** |
| 2. Thailande-Malaisie péninsulaire | 380 | 100 | 300 | 780 |
| **Système Sud-Est** | **-** | **-** | **1600** | **1600** |
| 3. Sarawak-Malaise péninsulaire | - | - | 1600 | 1600 |
| **Total général** | **5212** | **3199-3269** | **20074-23224** | **28485-31705** |

*Source : HAPUA.*

# Vers des interconnexions multilatérales

Jusqu'à présent, les efforts déployés dans le cadre de l'APG ont porté sur les interconnexions bilatérales. En 2014, lors de la 32e AMEM, les ministres ont approuvé un projet pilote intitulé PIP (Power Integration Project) impliquant quatre pays, le Laos, la Thaïlande, la Malaisie et Singapour (LTMS)[21]. Ce projet pilote prévoit le commerce d'électricité entre le Laos et Singapour, *via* les réseaux électriques thaïlandais et malaisien. Il devrait servir de modèle pour le commerce multilatéral d'électricité au-delà des frontières voisines et ouvrir la voie à d'autres projets d'intégration multilatérale au sein de l'ASEAN. Dans le cadre de ce projet, les interconnexions existantes des quatre pays seront utilisées pour transférer jusqu'à 100 MW d'électricité du Laos vers Singapour.

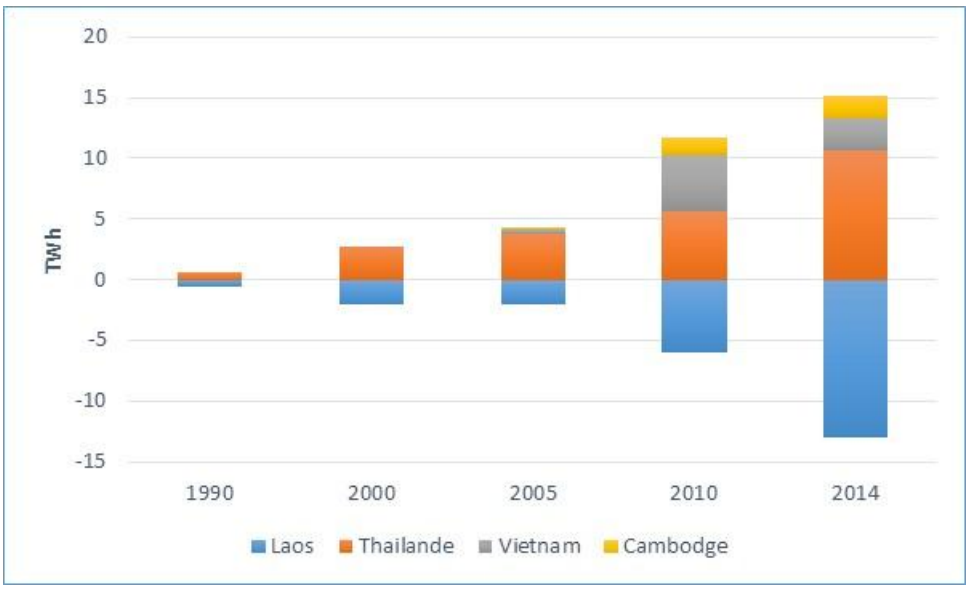
21. ASEAN Secretariat (2014).

Bien que l'infrastructure physique requise soit en place et que le projet soit techniquement viable, le modèle pour le commerce multilatéral d'électricité reste à finaliser. Cela implique la signature d'un contrat d'achat d'électricité entre le Laos et Singapour, ainsi que des accords de transit entre la Thaïlande et Singapour et entre la Malaisie et Singapour. Le contrat d'achat entre le Laos et Singapour rencontre des difficultés commerciales dues aux différentes structures de marché des deux pays[22]. Un protocole d'accord entre trois des pays impliqués, le Laos, la Malaisie et la Thaïlande, a été signé en septembre 2016[23]. Il comporte l'achat par la Malaisie de 100 MW d'électricité en provenance du Laos *via* la Thaïlande, limitant actuellement le PIP à trois pays.

## Le commerce transfrontalier est en hausse

La construction de lignes de transport transfrontalières a facilité le commerce d'électricité dans la région.

**Graphique 2 : Importations nettes d'électricité dans les pays de l'ASEAN**




*Source : AIE et EIA*

22. Singapour a un marché ouvert et un prix de l'électricité qui varie selon l'offre et la demande, alors que le Laos propose un prix fixe. Par ailleurs, Singapour est actuellement excédentaire en électricité.
23. "Malaysia to Buy Power from Laos via Thai Power Grid", *Vientiane Times*, 23 septembre 2016, disponible sur : www.vientianetimes.org.la.

Le Laos a plus que quadruplé ses exportations d'électricité de 2,8 TWh en 2000 à 13 TWh en 2014. Alors qu'il exporte vers la plupart de ses pays voisins, près de 80 % de ses exportations sont destinées à la Thaïlande. Les importations nettes d'électricité de la Thaïlande ont ainsi plus que quadruplé de 2000 à 2014. Ses importations depuis le Laos ont augmenté rapidement depuis 2010 avec la mise en service de grandes centrales hydroélectriques (Nam Theun 2 et Nam Ngum 2) et celle en 2015 de la centrale au lignite de Hongsa. Dans son plan de développement électrique 2015-2036, adopté en juin 2015, la Thaïlande prévoit que ses importations augmenteront à plus de 11 000 MW d'ici 2036, la majeure partie importée du Laos, et que ces importations constitueront 20 % de l'approvisionnement en électricité du pays à l'horizon 2036[24].

## Les avantages liés à l'intégration électrique

L'intégration du marché de l'électricité offre de nombreux avantages. Elle permet d'augmenter la sécurité énergétique et la fiabilité du réseau électrique de la région[25]. Un système intégré est plus fiable puisqu'il permet l'accès à plus de ressources d'énergie et des ressources plus diversifiées pour répondre aux différents profils de demande nationaux. Un réseau intégré permettra également une électricité plus abordable, puisqu'il permet une utilisation plus efficace de tous les moyens de production disponibles et le développement des sources les plus efficaces. Une telle intégration peut améliorer l'accès à l'énergie et la durabilité de l'approvisionnement, notamment en absorbant des parts plus élevées d'énergies renouvelables. La mise en place d'un réseau électrique régional facilite le développement de sources variables d'énergies renouvelables dans la région, telles que le solaire et l'éolien. Par exemple, l'agrégation de la production sur des régions géographiques plus étendues et le déploiement d'un mix plus varié de technologies peuvent réduire la variabilité des énergies renouvelables dans leur ensemble. L'extension de la zone d'équilibrage du système peut également permettre d'exploiter la souplesse d'un plus grand nombre de centrales électriques conventionnelles afin de compenser la variabilité restante de la production d'énergie renouvelable ou de compléter la production hydraulique pendant les saisons sèches.

La réalisation de l'APG profitera principalement à l'hydroélectricité et aux énergies renouvelables, bien que la mine de lignite et la centrale d'Hongsa au Laos (1,8 GW) aient été développées avec comme principal

24. Ministry of Energy (Thailand) (2015).
25. AIE (2015b).

débouché l'exportation de l'électricité vers la Thaïlande. En supposant que les projets d'interconnexion électrique actuellement en construction et prévus soient réalisés, une étude de l'Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA) prévoit que la part de la production hydroélectrique dans le mix électrique de la région atteindrait 24 % d'ici 2035, au détriment du gaz naturel et du charbon[26]. L'étude d'ERIA montre des changements importants dans les mix électriques nationaux induits par la mise en place de l'APG. Par exemple, en Thaïlande, les importations d'électricité pourraient réduire la consommation de gaz naturel destinée à la production d'électricité. De même, la Malaisie pourrait réduire ses besoins en capacités additionnelles au charbon actuellement prévues pour répondre à la demande croissante d'électricité. En termes de commerce d'électricité, l'étude d'ERIA indique que le Myanmar, le Laos et le Cambodge seraient les principaux exportateurs, alors que la Thaïlande, la Malaisie, le Vietnam et Singapour seraient les principaux importateurs. La Thaïlande en particulier devrait émerger comme un hub commercial de l'électricité, important du Myanmar, du Laos et du Cambodge et exportant vers la Malaisie (cf. Annexe 3).

## Encadré 1 : Un développement ambitieux des énergies renouvelables

Les pays de l'ASEAN se sont fixés pour objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique à 23 % d'ici 2025. Pour atteindre cet objectif, le rôle du secteur électrique est essentiel et l'APG peut faciliter la réalisation de cet objectif.

Le potentiel en énergies renouvelables de l'ASEAN est significatif, tant en quantité qu'en diversité, et largement inexploité à l'exception de l'hydroélectricité et, dans une certaine mesure, de la géothermie. L'hydroélectricité est de loin la source la plus prometteuse, avec un potentiel estimé à 170 GW, contre une capacité installée de 41 GW en 2015[27]. L'Asie du Sud-Est est également dotée d'un potentiel

26. ERIA (2014).

27. L'hydroélectricité est développée en particulier dans les pays du bas du Mékong. Le Laos, par exemple, entend devenir la « batterie de l'Asie du Sud-Est » en augmentant ses exportations d'hydroélectricité vers les pays voisins. Son potentiel hydroélectrique est estimé à 23 GW, avec seulement 4 GW installés à ce jour. L'hydroélectricité est importante dans la région car elle permet la régulation des cours d'eau et l'amélioration de la prévention des inondations. Toutefois, la construction de barrages hydroélectriques peut causer de graves perturbations sociales et environnementales dans la région en modifiant les ressources en eau en aval des barrages (AIE 2015b). Le Mékong – qui passe par le Myanmar, le Laos, la Thaïlande, le Cambodge et le Vietnam – est une ressource majeure en eau pour la pêche et l'agriculture au-delà de son potentiel

géothermique important, concentré principalement aux Philippines et en Indonésie et, dans une moindre mesure, en Malaisie. Le potentiel en énergie solaire et éolienne est également significatif. Par ailleurs, les pays de l'ASEAN possèdent des stocks divers de biomasse allant de l'agriculture aux produits forestiers[28]. Une plus grande utilisation de ces ressources permettrait de diversifier le mix de production et d'améliorer la sécurité énergétique tout en réduisant les émissions de $CO_2$. Par ailleurs, les énergies renouvelables peuvent jouer un rôle important dans l'approvisionnement électrique des régions isolées, montagneuses et dans les petites îles. Au cours des dernières années, des politiques et des réglementations ont été adoptées pour promouvoir le déploiement des énergies renouvelables et attirer les investissements privés dans le secteur, notamment des tarifs d'achat, des allégements fiscaux et des subventions. Plusieurs gouvernements de la région ont fixé des objectifs à moyen et long terme pour la part des énergies renouvelables dans leur mix énergétique ou électrique. La priorité concernant le type de renouvelables et leurs contributions varie considérablement d'un pays à un autre, en fonction de leurs ressources et besoins. Les plans nationaux de développement des énergies renouvelables des pays de l'ASEAN totalisent un objectif cumulé d'environ 150 GW d'ici 2025-2030 par rapport à une capacité installée de 52 GW en 2015 (41 GW pour l'hydroélectricité et 11 GW pour les autres renouvelables). L'Indonésie et le Vietnam ont les objectifs les plus ambitieux. L'énergie hydroélectrique et le photovoltaïque devraient dominer les développements futurs. Selon l'AIE, les caractéristiques actuelles des énergies renouvelables, en termes de coûts et de caractéristiques techniques, ne conduiront probablement pas à des investissements significatifs dans ce domaine, (hors hydraulique) sans incitations financières supplémentaires et programmes de soutien[29]. Une exception demeure pour le photovoltaïque, qui peut être économique dans

hydroélectrique. En 1995, le Cambodge, le Laos, la Thaïlande et le Vietnam ont créé la Commission du Mékong (MRC, Mekong River Commission) pour aider à gérer et à coordonner l'utilisation des ressources du fleuve. Toutefois, les tensions croissantes entre les pays en raison des droits à l'eau ont entraîné des retards dans la mise en œuvre des centrales hydroélectriques dans ces pays. Par exemple, la construction du projet Xayaburi au Laos a été retardée en raison des préoccupations concernant son impact sur la sécurité alimentaire régionale. La MRC est la seule organisation intergouvernementale qui travaille directement avec les gouvernements du Cambodge, du Laos, de la Thaïlande et du Vietnam, ainsi que le Myanmar et la Chine en tant que pays partenaires, pour gérer conjointement les ressources en eau et le développement durable du Mékong. La Chine, qui se situe en amont à la source du Mékong, est un investisseur important dans de nombreux projets de barrages, en particulier au Laos. C'est, par ailleurs, dans la région du Mékong (y compris Chine) que les échanges d'électricité sont les plus développés.

28. AIE (2015a).

29. AIE (2015b).

certaines circonstances, (consommateurs situés dans des endroits éloignés/isolés et en remplacement des générateurs diesel). Brunei, la Malaisie, le Myanmar, Singapour et la Thaïlande ont des programmes axés majoritairement sur l'énergie solaire, alors que l'hydroélectricité domine au Cambodge, en Indonésie, au Laos, aux Philippines et au Vietnam[30].

**Tableau 3 : Objectifs et capacité installée d'énergie renouvelable dans les pays de l'ASEAN**

| Pays | Année de l'objectif | Objectif Energies renouvelables | Principale technologie | Capacité installée en 2014, Energie renouvelable (MW) | % de l'objectif atteint en 2014 |
|---|---|---|---|---|---|
| Brunei | 2025 | 954 GWh * | Energie solaire (954 GWh) | 1.67 ** | 0.2% |
| Cambodge | 2020 | 2,241 MW * | Hydroélectricité (2,241 MW) | 952 | 42% |
| Indonésie | 2025 | 46,307 MW | Hydroélectricité (21,300 MW) | 6,680 * | 16% * |
| Malaisie | 2050 | 21,370 MW | Energie solaire (18,700 MW) | 6286 | 29% |
| Myanmar | 2016 | 472 MW * | Petite hydroélectricité (472 MW) | 3204 | nd |
| Philippines | 2030 | 15,236 MW | Hydroélectricité (8,937 MW) | 5898 | 38% |
| RDP Lao | 2025 | 951 MW * | Petite hydroélectricité (534 MW) | 3348 | 5% * |
| Singapour | 2020 | 350 MWpeak * | Energie solaire (350 MWpeak) | 33.1 * | 9% * |
| Thailande | 2036 | 19,684 MW | Energie solaire (6,000 MW), Biomasse (5,570 MW) | 7901 | 40% |
| Vietnam | 2030 | 45,800 MW | Hydroélectricité (27,800 MW) | 17140 | 37% |

* Cambodge : hydroélectricité seulement. Indonésie : sauf biomasse. Laos : exclut les grandes centrales hydroélectriques. Brunei et Singapour : uniquement photovoltaïque. Myanmar ne peut pas être calculé, car seul l'objectif pour 2016 est disponible

** en GWh

*Source : ACE (2016)*

# Les défis rencontrés dans la réalisation de l'intégration du marché électrique

Malgré les nombreux avantages, les pays du Sud-Est asiatique doivent surmonter des obstacles financiers, techniques et institutionnels pour améliorer l'intégration des réseaux électriques de la région, au-delà même de la géographie complexe de la région[31]. Géographiquement, les pays de l'ASEAN sont montagneux et, dans de nombreux cas, séparés par des bras de mer étendus, ce qui rend difficiles et coûteuses les interconnexions physiques.

30. Damar Pranadi A (2016).
31. AIE (2015b).

Les défis auxquels font face les pays membres de l'ASEAN sont dus au fait que la plupart des pays de la région sont des pays en développement et n'ont pas les capacités financières et techniques pour développer ces projets[32]. Jusqu'à présent, les investisseurs privés dans la région se sont concentrés sur l'expansion des capacités de production d'électricité plutôt que sur l'expansion des systèmes de transport et de distribution. La plupart des interconnexions bilatérales ont été financées avec l'aide des institutions financières internationales. À l'exception des interconnexions entre le Laos et la Thaïlande, les interconnexions n'offrent pas de rentabilité suffisante pour les investisseurs privés, soit parce que le prix de l'électricité est trop bas (subventionné, cf. Annexe 4), soit parce que la demande n'est pas suffisamment élevée pour justifier l'investissement, qui pourtant améliorerait la sécurité d'approvisionnement. Le manque de moyens financiers a été et reste une entrave majeure au développement d'un marché régional intégré. Financer ces projets nécessitera de mettre en place de nouvelles règles permettant de récupérer des coûts d'investissement élevés. Actuellement, les tarifs d'électricité varient nettement d'un pays à un autre et les subventions, qui sont encore élevées dans certains pays, entravent le développement des interconnexions.

Les problèmes techniques liés à la gestion des réseaux, tels que la fréquence, la tension et les variations de charge existent dans la région. Ils peuvent être résolus avec les technologies existantes. Mais des efforts considérables seront nécessaires pour éliminer les barrières institutionnelles telles que le manque d'harmonisation des normes techniques et de fiabilité des réseaux.

La mise en place de cadres réglementaires et juridiques harmonisés, prenant en compte les caractéristiques principales de conception de marché dans les pays, peut être compliquée par les différences de structure de marché et d'intérêts entre les parties. Brunei, le Cambodge, le Laos et le Myanmar ont des entreprises d'électricité publiques, intégrées verticalement, tandis que l'Indonésie, la Malaisie, la Thaïlande et le Vietnam ont un mix d'investisseurs privés et d'entreprises publiques. Seuls les Philippines et Singapour ont entièrement séparé le transport de la production d'électricité et ont des exploitants indépendants de réseaux. Ainsi, chaque interconnexion doit prendre en compte des réglementations nationales différentes (parfois divergentes), ce qui complique leur développement. L'accès des tiers au réseau est peu développé dans la région.

32. Southeast Asia Infrastructure, Grid Integration Ambitions, 18 mai 2016, disponible sur : http://southeastasiainfra.com.

Pour faciliter l'harmonisation des pratiques réglementaires et des standards techniques, le réseau des régulateurs énergétiques (AERN, ASEAN Energy Regulators Network) a été mis en place en 2012 afin d'étudier les questions réglementaires liées au commerce régional d'électricité et du gaz. Les groupes de travail de l'HAPUA ont également réalisé des études sur ces questions, conjointement avec la Banque de développement asiatique (BDA).

Les préoccupations des pays en matière de sécurité énergétique peuvent également constituer un frein à l'intégration des réseaux. Pour rentabiliser les interconnexions, certains pays devront réduire la contribution des sources nationales de production d'électricité au profit de l'importation[33]. Cette nécessité va souvent à l'encontre des politiques énergétiques nationales qui visent l'autosuffisance électrique. Même la Thaïlande, qui finance et développe des projets de production d'électricité dans les pays voisins pour importer l'électricité produite, a limité le rôle des importations à 20 % de son approvisionnement électrique dans son plan de développement électrique 2016-2025.

L'APAEC 2016-2025 propose des plans d'action pour atténuer ces défis. Des efforts sont en cours pour harmoniser les normes techniques et les pratiques juridiques et réglementaires, y compris la formulation de contrats pour le commerce transfrontalier. L'HAPUA travaille également sur l'identification de modèles de financement public-privé favorisant la réalisation de l'APG. Le plan d'action prévoit également la création de deux nouvelles entités d'ici 2018 : un opérateur du réseau de transport de l'APG (ATSO, APG Transmission System Operator) et un groupe d'exploitation des réseaux de production et de transport de l'APG (AGTP, APG Generation and Transmission System Operating Group). La création de ces deux entités indique une étape supplémentaire dans la coopération régionale des marchés électriques. Les bases de données sur les infrastructures et les réglementations nationales, en développement actuellement, vont également faciliter la mise en œuvre du marché intégré.

Les enseignements tirés de la mise en œuvre du PIP (Laos-Malaisie, éventuellement Singapour) devraient contribuer à identifier et résoudre les problèmes réglementaires, juridiques et commerciaux relatifs au commerce transfrontalier d'électricité.

Enfin, le plan d'action comporte des études visant l'optimisation des ressources énergétiques au sein de l'ASEAN, avec l'identification des capacités domestiques pouvant être utilisées de manière optimale au

33. AIE (2015b).

bénéfice de la région, ainsi qu'une étude sur les ressources énergétiques primaires de l'ASEAN pour la production d'électricité.

## Conclusion : vers un modèle d'intégration de type Nord Pool

Au-delà des interconnexions multilatérales, l'HAPUA et l'AEMI (ASEAN Energy Market Integration, créée en 2013) étudient actuellement la possibilité de développer un système d'intégration électrique, tel que celui du marché électrique des pays nordiques européens (Nord Pool), qui fonctionne sur la base d'une bourse d'échange d'électricité et permet d'optimiser les ressources énergétiques à court terme entre les quatre pays nordiques. Ce système semble bien adapté aux problématiques de l'ASEAN car il est assez peu contraignant en termes de structure de marché, réglementation et tarifs. Ce modèle de marché permettrait une approche progressive et consensuelle (chère aux pays de l'ASEAN), sans requérir de changements profonds[34]. En particulier, les compagnies d'électricité de l'ASEAN pourraient rester verticalement intégrées. Les entreprises publiques n'auraient pas besoin d'être privatisées pour que le marché régional fonctionne, à partir du moment où elles adoptent une pratique commerciale régionale. Les contrats bilatéraux/multilatéraux peuvent coexister avec le marché. Quant aux subventions au secteur électrique (cf. Annexe 4), elles n'ont pas besoin d'être éliminées, mais doivent être séparées d'un point de vue fiscal des prix de marché afin de ne pas perturber le fonctionnement du marché. Enfin, une harmonisation complète des réglementations n'est pas nécessaire pour mettre en place ce modèle de marché. Ce modèle a été appliqué avec succès au système sud-africain d'électricité (SAAP, Southern African Power Pool) créé en 1995. Il a également été mis en place en moins d'un an dans 29 États en Inde.

La mise en place d'un tel marché, l'AEE (ASEAN Electricity Exchange), actuellement à l'étude, favoriserait l'intégration électrique régionale et pourrait contribuer à réduire de manière significative les besoins en capacités de production supplémentaires, tout en sécurisant l'approvisionnement électrique, à condition que les interconnexions électriques soient suffisamment développées. Il s'appliquerait donc dans un premier temps au niveau sous régional.

34. AEMI (2016a).

# Le GNL permet de relancer la coopération gazière

## Le marché gazier de l'Asie du Sud-Est

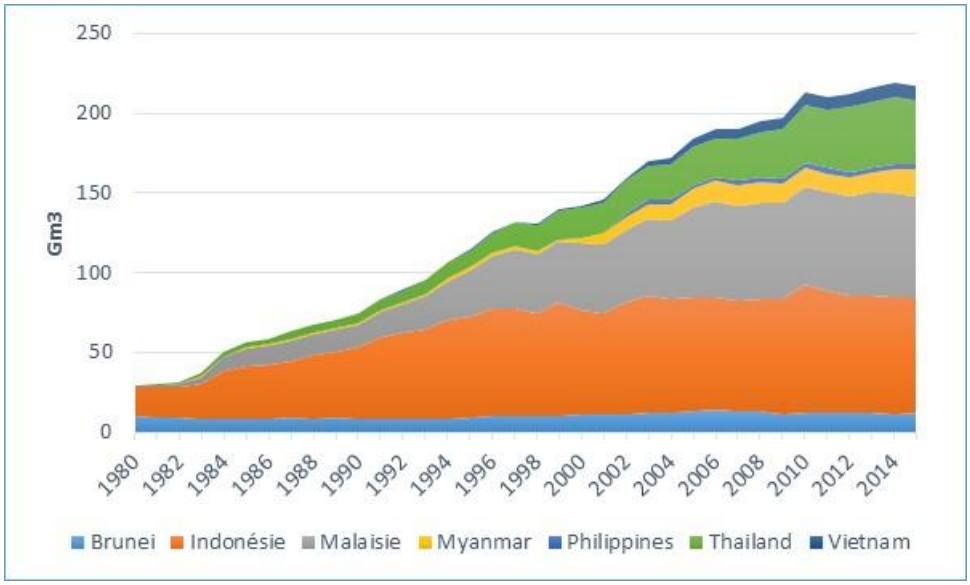
L'utilisation du gaz naturel en Asie du Sud-Est a commencé dans les années 1970 avec la mise en place de grands projets d'exportation de GNL à Brunei, en Indonésie et en Malaisie (cf. Annexe 5). La demande de gaz locale était limitée au cours des années 1970-1980 et c'est sur la base des exportations de GNL que l'industrie gazière de la région s'est construite. L'Indonésie a été le premier exportateur mondial de GNL jusqu'en 2006, avant d'être devancée par le Qatar.

L'Asie du Sud-Est possède 6 463 $Gm^3$ de réserves prouvées au 1er janvier 2016[35]. Sa production gazière s'est fortement accrue au cours des années 1980 et 1990, grâce au développement des découvertes gazières en Malaisie, Indonésie, Thaïlande et Brunei. Depuis le milieu des années 2000, la production s'essouffle, la plupart des champs gaziers sont entrés dans leur phase de déclin naturel. Le coût élevé de développement des réserves (situées en mer loin des côtes), le prix bas du gaz, le plus souvent subventionné, la baisse du prix du pétrole et un cadre réglementaire complexe (Indonésie) ont entraîné une réduction des dépenses d'investissement en E&P et une stagnation de la production. En 2015, la production régionale, dominée par l'Indonésie, la Malaisie et la Thaïlande, s'est élevée à 217 $Gm^3$ (cf. Graphique 3).

La région, pourtant, a un potentiel d'hydrocarbures encore peu exploré et des découvertes ont été réalisées récemment. Ainsi, début 2016, la société australienne Woodside Petroleum a annoncé la découverte de deux réservoirs de gaz naturel de taille moyenne dans le bassin de Rakhine au large de la côte du Myanmar. Au Vietnam, ExxonMobil a réalisé de larges découvertes de gaz depuis 2011, dont le champ gazier de Ca Voi Xanh, situé à 100 km des côtes (production estimée à 10 $Gm^3$/an à partir de 2021), et en 2016, Rosneft a annoncé de nouvelles découvertes de gaz/condensat dans au large des côtes vietnamiennes.

35. CEDIGAZ (2016).

**Graphique 3 : Production de gaz naturel en Asie du Sud-Est**




*Source : CEDIGAZ.*

La demande de gaz régionale s'est accrue rapidement à partir des années 1990 en lien avec le développement économique des pays et leurs besoins croissants en électricité. La consommation gazière régionale est passée de 31 Gm³ en 1990 à 143 Gm³ en 2010. Mais depuis 2010, la croissance de la demande s'est fortement ralentie et a même été négative en 2015. La demande régionale s'est établie à 158 Gm³ en 2015. Elle provient principalement des secteurs électriques et industriels. La consommation du secteur résidentiel/commercial est quasiment inexistante. Le plafonnement de la production a entraîné des pénuries de gaz récurrentes dans les pays producteurs, qui ont réduit leurs exportations, en particulier celles de GNL (cf. Annexe 5). La région s'est tournée vers l'importation de GNL pour compléter et sécuriser son approvisionnement gazier. La Thaïlande a été le premier pays de l'ASEAN à importer du GNL dès 2011, suivie par l'Indonésie en 2012 (à partir du GNL domestique), Singapour et la Malaisie en 2013 (cf. Encadré 2). La région reste toutefois exportatrice, mais ses exportations nettes sont en baisse : 59 Gm³ en 2015 (70 Gm³ en 2010).

En 2015, les importations de GNL de la région se sont élevées à 8 Gm³. Elles pourraient atteindre 65 Gm³ à 96 Gm³ en 2030. La région deviendrait alors un acteur de poids sur le marché.

**Tableau 4 : Importations de GNL en Asie du Sud-Est à l'horizon 2030**

| (Gm³/an) | 2015 | 2020 (bas) | 2020 (haut) | 2030 (bas) | 2030 (haut) |
|---|---|---|---|---|---|
| Indonésie | 0 | 0 | 0 | 9.3 | 20.8 |
| Malaisie | 1.75 | 3.7 | 3.7 | 6.2 | 10.7 |
| Philippines | 0 | 0 | 2.7 | 4 | 6.7 |
| Singapour | 2.87 | 6.6 | 6.9 | 13.8 | 14.9 |
| Thailande | 3.48 | 11 | 13.9 | 22.5 | 31.2 |
| Vietnam | 0 | 0 | 0 | 9.1 | 11.4 |
| TOTAL | 8.1 | 21.3 | 27.2 | 64.9 | 95.7 |

*Source : CEDIGAZ, OIES, APERC.*

## Encadré 2 : Les terminaux d'importation de GNL des pays d'Asie du Sud-Est

La Thaïlande a été le premier pays de la région à construire un terminal d'importation à Map Ta Phut, entré en service en 2011. Le terminal a une capacité de 7,3 millions de tonnes par an (Mtpa) et est en train d'être agrandi avec une nouvelle unité de regazéification de 5 Mtpa. Bien que les importations soient encore limitées (3,5 Gm³ en 2015), les besoins en importations vont s'accroître rapidement suite au plafonnement de la production domestique et l'accroissement de la demande. Les importations futures dépendent également du niveau des importations par gazoduc en provenance du Myanmar.

Singapour, qui entend devenir un hub gazier régional, s'est doté en 2013 d'un terminal de regazéification à Jurong d'une capacité initiale de 3,5 Mtpa, qui a été portée à 7,8 Mtpa depuis. La capacité du terminal va être accrue à 9 Mtpa d'ici 2018. Le terminal de Jurong est le premier terminal en libre accès d'Asie. Singapour envisage également de fournir des services de ravitaillement en GNL, en s'appuyant sur sa position établie d'important port de soutage. Le terminal comporte trois cuves de stockage de 180 000 m³ et une quatrième de 260 000 m³ est en construction. Un second terminal d'importation pourrait être construit dans la partie orientale de l'île. Singapour a importé 2,6 Gm³ de GNL en 2015.

En Indonésie, le déclin de la production et l'accroissement de la demande domestique ont entraîné la reconversion de l'unité d'Arun en

terminal d'importation d'une capacité de 3 Mtpa en 2015. L'Indonésie s'est également dotée de terminaux flottants de regazéification (FSRU, Floating Regasification and Storage Unit) pour faire face à la croissance de la demande. Trois terminaux flottants (Jawa Barat, 125 000 m³, Lampung, 170 000 m³ et Bali FSRU, 125 000 m³) sont entrés en service entre 2012 et 2016. Ils sont approvisionnés principalement en GNL domestique. La géographie complexe du pays, qui compte plus de 17 000 îles, dont 900 habitées, ne facilite pas le transport du gaz par gazoduc. L'option de petits terminaux de GNL pour approvisionner les demandes locales est mieux adaptée. Ainsi, plusieurs projets de FSRU sont en cours (Central Java FSRU, Cilamaya FSRU, West Java) et un terminal à terre d'une capacité d'importation de 4 Mtpa à Bojonegara (West Java) est à l'étude. Bien qu'une part importante de la consommation de GNL soit satisfaite *via* le GNL domestique, l'Indonésie pourrait compléter son approvisionnement par des importations extérieures. Pertamina a signé un contrat à long terme de 20 ans avec Cheniere Energy portant sur l'importation de 2 Gm³/an de GNL à partir de 2019 provenant du projet Corpus Christi aux États-Unis.

La Malaisie s'est également dotée d'un terminal d'importation fixe situé au large des côtes (Sungai Udang à Melaka), d'une capacité de 3,8 Mtpa. Le projet, mis en service en 2013, permet de répondre à la demande croissante de gaz et la diminution de la production domestique au large de la Malaisie péninsulaire. Contrairement aux terminaux d'importation indonésiens, le terminal est approvisionné par du GNL extérieur (1,75 Gm³ ont été importés en 2015). Le terminal est également une étape importante pour la libéralisation des marchés, car il permet à tout fournisseur de gaz d'importer du GNL et le vendre à des clients domestiques en Malaisie péninsulaire. La compagnie pétrolière Petronas prévoit de construire d'ici 2017 un second terminal d'importation à Pengerang (Johor) d'une capacité de 3,5 Mtpa.

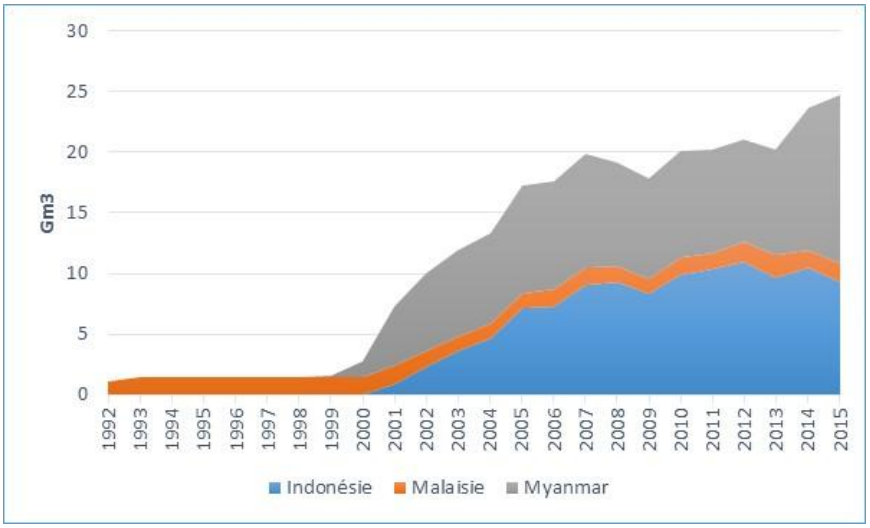
Bien que le Myanmar soit un producteur de gaz naturel, la majorité de sa production est exportée via des contrats à long terme, principalement vers la Thaïlande et la Chine. Cependant, le gouvernement intensifie le développement de projets d'infrastructures, dont la construction de centrales au gaz, et le pays serait amené à importer du GNL à moyen terme. Le Myanmar a deux projets de terminaux de regazéification, l'un dans la zone économique spéciale de Dawei (5 Mtpa), l'autre est un FSRU d'une capacité de 3 Mtpa.

Les Philippines devraient devenir un importateur de GNL d'ici fin 2016. Energy World Corporation (EWC), établie à Hong Kong, construit actuellement le terminal GNL de Pagbilao au sud de l'île de Luçon, d'une capacité de 3 Mtpa. Le projet d'importation est lié à la construction d'une centrale CCGT de 650 MW adjacente au terminal de regazéification. Les importations de GNL devraient augmenter pour répondre aux besoins croissants du secteur électrique.

Le Vietnam devrait également devenir importateur de GNL d'ici la fin de la décennie. La société nationale Petro Viet Nam développe actuellement deux terminaux de regazéification : Thi Vai LNG d'une capacité initiale de 1 Mtpa et Son My LNG d'une capacité initiale de 1,8 Mtpa. Les deux terminaux sont situés au sud du pays et comportent des projets d'expansion. Les importations de GNL aideraient à fournir un approvisionnement flexible pour faire face aux fluctuations de la production hydroélectrique qui domine le mix énergétique du pays.

Le commerce intrarégional par gazoduc a commencé en 1991, avec la mise en place du premier gazoduc transfrontalier entre la Malaisie et Singapour. Initialement très modeste (1,5 Gm³/an échangés dans les années 1990), le commerce par gazoduc (y compris vers la Chine) s'est développé grâce à la mise en place du projet TAPG. En 2015, les échanges par gazoduc de la zone ont totalisé 25 Gm³.

**Graphique 4 : Exportations de gaz par gazoduc de l'Asie du Sud-Est**




*Source : CEDIGAZ.*

## Une volonté forte de créer un réseau gazier intégré, mais des difficultés tout aussi élevées

Le projet TAGP, conçu en 1997 dans le cadre de la Vision 2020 de l'ASEAN, visait initialement à réaliser l'interconnexion des réseaux de gazoduc des pays de l'ASEAN afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement et la coopération économique au sein de la région. Il visait à relier les réserves de gaz du Golfe de Thaïlande, de l'Indonésie, du Myanmar et des Philippines vers le reste de la région. L'objectif final du TAGP était de créer un réseau régional intégré de gazoducs.

Le projet a été formalisé en juillet 2002, lors de la 20e AMEM à Bali, par la signature par tous les ministres de l'Énergie des États membres de l'ASEAN d'un protocole d'accord qui définit le cadre de coopération entre les États membres et de partenariat public-privé dans la mise en œuvre du projet. Ce protocole d'accord, qui est entré en vigueur le 21 mai 2004 pour une période de 10 ans, a été prolongé de 10 ans, jusqu'en 2024. Le plan directeur initial du projet TAGP, développé en 2000, comportait sept interconnexions majeures totalisant 4 500 km. L'ASCOPE, l'association des industries pétrolières des pays de l'ASEAN, créée en 1975 à Jakarta, coordonne le développement du TAGP. De nouvelles initiatives ont été mises en place pour mettre en œuvre le protocole d'accord, telle que la création de l'ASCOPE Gas Centre et celle de l'ASEAN Gas Consultative Council[36].

Avec une forte volonté politique et le soutien des ministres de l'Énergie des États membres de l'ASEAN, le TAGP s'est développé, mais n'a pas progressé dans le sens d'un réseau intégré. Actuellement, les interconnexions sont uniquement de nature bilatérale, avec des gazoducs reliant la Malaisie à Singapour et à la Thaïlande, le Myanmar à la Thaïlande, et l'Indonésie à Singapour. Lors du lancement du projet (en 2002 après la signature du protocole d'accord), la région possédait déjà cinq interconnexions bilatérales totalisant 1 575 km. Fin 2016, le TAGP comprend 13 interconnexions bilatérales, totalisant 3 631 km. L'achèvement du gazoduc reliant le Bloc B17 (zone de développement conjointe entre la Malaisie et la Thaïlande) à la Thaïlande en avril 2015 constitue la 13e interconnexion bilatérale du TAGP (cf. Annexe 6)[37].

36. IGU (2013).
37. ACE (2015).

### Tableau 5 : TAGP : les interconnexions opérationnelles

| Interconnexions gazières | Longueur (km) | Date d'entrée en service |
|---|---|---|
| 1. Malaisie-Singapour | 5 | 1991 |
| 2. Myanmar-Thailande | 470 | 1999 |
| 3. Myanmar-Thailande | 340 | 2000 |
| 4. West Natuna (Indonésie) - Singapour | 660 | 2001 |
| 5. West Natuna (Indonésie) - Duyong (Malaisie) | 100 | 2001 |
| 6. Malaisie/Vietnam CAA - Malaisie | 270 | 2002 |
| 7. South Sumatra (Indonésie) -Singapour | 470 | 2003 |
| 8. Malaisie-Thailande/Malaisie JDA | 270 | 2005 |
| 9. Singapour-Malaisie | 4 | 2006 |
| 10. Malaisie/Vietnam CAA - Vietnam | 330 | 2007 |
| 11. Thailande/Malaisie JDA-Thailande | 100 | 2009 |
| 12. Zawtika Block M9 (Myanmar)-Thailande | 302 | 2013 |
| 13. Block 17 (Thailande/Malaisie JDA)-Kerteh (Terengganu, Malaisie) | 352 | 2015 |
| **TOTAL** | **3673** | |

CAA : Commercial Arrangement Area. JDA : Joint Development Area

*Source : ACE (2015).*

La poursuite de l'intégration des marchés gaziers *via* un réseau de gazoducs reposait sur le développement du champ gazier géant d'East Natuna, qui constituait l'épine dorsale du projet d'approvisionnement de la région. Ce champ, découvert en 1970 par Agip, se trouve dans le bassin du Grand Sarawak, à environ 1 100 km au nord de Jakarta et à 225 km au nord-est des îles Natuna, le territoire le plus septentrional de l'Indonésie dans la mer de Chine méridionale. Ce champ est le plus grand d'Asie du Sud-Est avec des réserves récupérables estimées à 1 300 $Gm^3$. Mais le gisement est particulièrement complexe et l'extraction du gaz sera difficile et coûteuse. Non seulement il est éloigné des zones de consommation, mais il a une teneur en $CO_2$ de 71 %. Le champ est en cours d'évaluation par un consortium composé de Pertamina (Indonésie), ExxonMobil, et PTT Exploration & Production (Thaïlande). Après de nombreux déboires et retards, le contrat de partage de production est en cours de négociation et devrait être finalisé prochainement. La production sera tout d'abord centrée sur le pétrole. La production de gaz n'est pas attendue avant 2025/2030[38].

38. F. Sundaryiani, « Government Hopes to Expedite East Natuna Oil Block Development », *The Jakarta Post*, 19 juillet 2016, disponible sur: www.thejakartapost.com.

Au-delà des 13 interconnexions mentionnées ci-dessus, quatre nouvelles interconnexions étaient prévues, toutes à partir d'East Natuna.

**Tableau 6 : Interconnexions gazières futures**

| Interconnexions gazières | Longueur (km) |
|---|---|
| East Natuna (Indonésie) - Erawan (Thailande) | 1500 |
| East Natuna (Indonésie) - Kerteh (Malaisie) | 600 |
| East Natuna (Indonésie) - Java (Thailande) | 1400 |
| East Natuna (Indonésie) - Vietnam | 900 |

*Source : AEMI (2016b).*

Mais le développement du champ a pris un retard considérable, reportant la réalisation du TAGP, puisque les futures interconnexions gazières dépendent de son développement. Par ailleurs, le gouvernement indonésien a annoncé récemment qu'il comptait réserver le gaz d'East Natuna aux besoins du marché indonésien[39], ce qui compromet la finalisation du TAGP dans sa version initiale.

Bien que la connectivité physique des réseaux gaziers soit bien avancée (en dehors des gazoducs dépendant d'East Natuna), l'intégration des marchés est loin d'être finalisée et les interconnexions restent de nature bilatérale. La complexité géographique de la région, mais également des barrières techniques (qualité du gaz), réglementaires (absence d'accès des tiers au réseau), économiques (subventions), juridiques et commerciales, ont entravé la mise en œuvre d'un réseau régional intégré de gazoducs[40].

Bien que le potentiel gazier de la région soit important et que des découvertes en eau profonde aient été réalisées récemment, le manque d'investissement dans l'amont, parfois dû à des réglementations peu favorables et un prix du gaz artificiellement bas, ont entravé le développement de la production gazière et entraîné des pénuries récurrentes qui ont poussé les pays de l'ASEAN à se tourner vers le GNL (voire le charbon). Par ailleurs, les exportations par gazoduc d'Indonésie et de Malaisie sont appelées à décroître suite à la croissance de la demande domestique des deux pays et la préférence marquée par Singapour pour le

39. « East Natuna Gas to Be Fully Distributed to Local Industries », *The Jakarta Post*, 5 septembre 2016, disponible sur : www.thejakartapost.com.
40. AIE (2015a).

GNL. Le déclin des productions nationales, les incertitudes quant au développement du champ d'East Natuna et le recours croissant aux importations de GNL ont remis en cause la vision initiale du TAGP.

## Une nouvelle orientation stratégique fondée sur le GNL et la sécurité d'approvisionnement

Après une évaluation de son orientation stratégique en 2012, et compte tenu de l'évolution régionale et mondiale de l'industrie du gaz, l'orientation stratégique du projet TAGP a été réorientée vers le GNL comme option d'approvisionnement en gaz de la région. C'est particulièrement le cas dans les pays pour lesquels des interconnexions par gazoduc ne peuvent pas être réalisées économiquement, mais peuvent l'être *via* des terminaux de regazéification, agissant comme des gazoducs virtuels. Le protocole d'accord visant à élargir le TAGP au GNL a été signé lors du 31e AMEM en 2013 à Bali. L'objectif du TAGP reste le même, à savoir renforcer la sécurité d'approvisionnement et la coopération énergétique au sein de la région, mais son orientation stratégique se déplace. Au lieu de se focaliser sur l'acheminement du gaz vers les centres de consommation uniquement par gazoduc, le TAGP vise maintenant à acheminer le gaz vers les centres de consommation quels que soient les moyens de satisfaire ces besoins (gaz, GNL)[41]. De plus, le plan d'action du projet inclut des mesures nécessaires pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement gazier, un élément clé dans la réussite du TAGP. En effet, les pénuries gazières récurrentes ont été un frein au développement de la consommation de gaz et ont poussé les pays de l'ASEAN à choisir d'autres énergies, dont le charbon, pour alimenter la demande croissante du secteur électrique. La nouvelle orientation stratégique du TAGP devrait ainsi assurer que le gaz sera disponible en cas de pénurie grâce à la gestion de stocks tampons, mais aussi par des actions de long terme visant à favoriser le développement des ressources gazières de la région. Cette nouvelle orientation redonne tout son sens au projet. Il permet maintenant de faciliter et sécuriser les échanges de gaz/GNL depuis le Myanmar vers le Vietnam ou même vers l'Indonésie. Singapour peut réexpédier des cargaisons GNL vers les autres pays dotés de terminaux d'importation et même l'exporter sous forme gazeuse en Thaïlande grâce aux interconnexions gazières existantes[42].

41. ASCOPE (2015).
42. ERIA (2013).

Le Trans ASEAN Gas Pipeline devient ainsi un « Trans ASEAN Gas Partnership[43] ».

Le plan d'action du projet, défini dans l'APAEC 2016-2025, se focalise maintenant sur les facteurs réglementaires et économiques nécessaires à l'intégration gazière de la région (le « software ») plutôt que sur l'infrastructure elle-même (le « hardware »). La première phase du plan d'action, qui porte sur la période 2016-2020, ne prévoit la mise en place que d'un nouveau terminal de regazéification ou d'une nouvelle interconnexion par gazoduc d'ici 2020, un objectif qui est déjà atteint avec l'ouverture de nouveaux terminaux d'importation en 2016. Les axes stratégiques du plan d'action visent plutôt à mettre en place les éléments réglementaires, économiques (tarification) et techniques, qui ont manqué jusqu'à présent pour réaliser la vision du TAGP.

Le premier axe stratégique du plan d'action, qui porte sur la connectivité gazière, prévoit le libre accès à un système (terminal d'importation/réseau) dans au moins un État membre. Le manque d'accès au réseau a en effet été un frein à l'intégration des réseaux lors des plans précédents. La focalisation sur l'ouverture aux tiers/le libre accès des terminaux de regazéification est déjà une réalité à Singapour et d'autres pays avancent également sur la question.

Singapour a été le premier pays à proposer le libre accès au terminal de Jurong, ce qui signifie que plusieurs entreprises peuvent y stocker du GNL et le réexporter vers d'autres pays de la région. Le terminal propose des services de déchargement de GNL, rechargement, regazéification et stockage, mais également de ravitaillement. La capacité élevée de stockage du terminal permet le trading de cargaisons de GNL. Cette stratégie correspond à la volonté de Singapour de devenir la plaque tournante des échanges gaziers de l'Asie en favorisant le développement du commerce de GNL sur une base spot et, à terme, en développant un indice de prix transparent du GNL. Dans son ambition, Singapour a l'avantage d'être déjà le centre régional pour les transactions pétrolières et charbonnières, mais également d'abriter les divisions de trading du gaz des grandes sociétés pétrolières/gazières, comme Total, Shell ou Gazprom. Si son ambition est loin d'être réalisée et rencontre la concurrence d'autres pays (Japon, Chine), l'infrastructure mise en place à Singapour, permet déjà au pays de jouer un rôle important dans la sécurisation des approvisionnements gaziers de la région grâce aux capacités de stockage élevées du terminal, qui pourraient être utilisées pour remédier à des pénuries temporaires de gaz.

43. PEI (2013).

En Malaisie, l'accès aux tiers s'applique au terminal d'importation de Sungai Udang qui peut être utilisé par tout fournisseur de gaz à des clients domestiques en Malaisie péninsulaire, ainsi qu'au réseau de transport domestique de la Malaisie péninsulaire. Petronas Gas Berhad (PGB) exploite à la fois le terminal et le réseau de transport et a publié un code de réseau en décembre 2011 pour fournir le cadre réglementaire d'accès aux tiers au réseau et au terminal d'importation. Afin de faciliter la mise en œuvre du système d'accès aux tiers, un amendement à la loi sur l'approvisionnement gazier a été adopté en juin 2016[44].

En Thaïlande, la Commission de régulation de l'énergie a approuvé en avril 2015 les codes de la compagnie nationale PTT permettant l'accès au réseau de transport terrestre de PTT et au terminal d'importation de Map Ta Phut.

Le deuxième axe stratégique du plan d'action, qui porte sur l'accessibilité au gaz, requiert d'ASCOPE qu'il établisse une clause standard de flexibilité de destination pour les contrats GNL[45]. La plupart des contrats asiatiques comportent en effet des clauses de destination qui restreignent la flexibilité du GNL. Mais le détournement des cargaisons GNL vers les marchés offrant le meilleur prix requiert cette flexibilité. L'élimination de ces clauses de destination – tout comme cela a été le cas dans la plupart des contrats européens – est une condition nécessaire à un marché du GNL plus efficient et flexible et une sécurité d'approvisionnement accrue dans la région.

Le deuxième axe stratégique comprend également les éléments nécessaires pour rendre opérationnel l'accord sur la sécurité pétrolière (et gazière) de l'ASEAN et ses mesures d'intervention d'urgence coordonnées (APSA/CERM, ASEAN Petroleum Security Agreement/Coordinated Emergency Response Measures). L'ASCOPE doit établir un manuel et des procédures pour rendre opérationnel l'APSA/CERM. L'ASCOPE coopère avec l'AIE, afin de bénéficier de l'expertise de l'AIE sur ce sujet. Sécuriser l'approvisionnement gazier est vital depuis que la région se tourne vers les importations de GNL. Elle est ainsi confrontée à la concurrence des autres acheteurs de GNL, aux crises éventuelles d'approvisionnement et à la volatilité des prix du GNL.

44. Conventus Law (2016).
45. ASCOPE a déjà réalisé plusieurs études préliminaires sur la coopération dans le domaine du GNL, y compris des études sur la compatibilité navire-côtes, les spécifications gaz, les clauses de destination et les achats groupés de GNL.

L'APSA a été signé en 1986[46]. Il a mis en place un système de partage du pétrole lors des périodes de pénurie dans les États membres. Ce mécanisme n'a jamais été mis en œuvre car les crises d'approvisionnement ont été résolues bilatéralement entre les membres de l'ASEAN, avec des producteurs non-ASEAN ou par des négociants en pétrole. Ainsi, le fonctionnement de l'APSA était très incertain en cas de crise sur l'offre. Un accord révisé a été signé en 2009 et ratifié par tous les États membres en mars 2013, date à laquelle il est entré en vigueur. Cet accord révisé traite à la fois du pétrole et du gaz et ajoute l'annexe sur les mesures d'intervention d'urgence coordonnées (CERM). Il prévoit des mesures volontaires (non obligatoires) à court, moyen et long terme pour gérer les crises, telles que : la réduction de la demande en urgence et le partage du pétrole ou du gaz, pour les mesures de court terme, la diversification des sources d'approvisionnement et l'exploration de nouvelles ressources pour les mesures de long terme. L'APSA permet également, mais n'oblige pas les États membres, à construire des stocks de pétrole individuellement ou conjointement. Il n'est pas fait référence à la construction de stocks de gaz, mais à la gestion de stocks tampons de gaz en cas de crise, ce qui laisse supposer que les stockages des terminaux GNL pourraient participer à la gestion de crise.

Enfin, le troisième axe stratégique poursuit et complète les études précédentes visant à minimiser l'impact environnemental du $CO_2$ et d'autres contaminants, lié à la production et à l'utilisation du gaz. Plus particulièrement, il est prévu d'établir une ligne directrice régionale pour les émissions.

## Conclusion : l'évolution de l'industrie gazière régionale dans un contexte mondialisé

Alors que la production régionale s'essouffle, les perspectives d'importation de GNL sont en pleine croissance et feront de la région un importateur majeur à l'horizon 2030. La nouvelle orientation stratégique du TAGP permet de préparer cette évolution. La flexibilité, la diversité et la sécurité des approvisionnements de la région vont être renforcées grâce à l'existence d'un réseau gazier, de terminaux d'importation de GNL et le développement éventuel de nouvelles ressources gazières. Le TAGP va faciliter les échanges de gaz à l'intérieur de la région pour une allocation optimale des ressources.

46. AEMI (2016b) et ASCOPE (2015).

La révision des clauses de destination contenues dans les contrats GNL et la mise en place de nouvelles règles d'accès aux terminaux d'importation de GNL devraient apporter plus de fluidité au marché du GNL régional et permettre de sécuriser l'approvisionnement de la région. À terme, un prix de marché pourrait émerger, permettant un signal prix pour les investissements et les approvisionnements.

Une dépendance accrue vis-à-vis des exportations extérieures requiert des mesures de sécurité d'approvisionnement appropriées. La montée en puissance des importations de GNL de la région ne se heurtera pas à la concurrence des grands acheteurs de GNL asiatiques au cours des cinq prochaines années, étant donné l'offre excédentaire sur le marché du GNL. Toutefois, le marché du GNL pourrait se tendre au tournant de la prochaine décennie. Définir aujourd'hui un système de coopération entre pays de l'ASEAN pour pallier les problèmes d'approvisionnement éventuels et les pénuries de gaz permettra de développer l'utilisation du gaz et de la sécuriser. La région, en effet, ne dispose pas de stockages souterrains de gaz comme c'est le cas en Europe, alors que ces stockages ont démontré leur importance pendant les crises gazières. Les stockages des unités de regazéification sont un des moyens utilisés pour remédier aux pénuries temporaires de gaz. C'est la stratégie adoptée par le Japon, qui n'a pas une géologie appropriée pour développer d'autres moyens de stockage de gaz. Mettre en place aujourd'hui les conditions d'un approvisionnement plus sécurisé va ainsi permettre d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de renforcer l'utilisation du gaz.

# Conclusion générale : du « hardware » au « software »

La forte croissance de la demande d'électricité en Asie du Sud-Est requiert des investissements colossaux en capacité de production et dans les réseaux de transport et distribution. Une plus grande intégration des marchés énergétiques de l'ASEAN est nécessaire afin de catalyser le développement des ressources énergétiques de la région, faciliter leur utilisation plus efficace et leur partage, et renforcer la sécurité énergétique.

Bien que des progrès aient été réalisés et continuent de l'être en ce qui concerne l'intégration des marchés énergétiques de l'ASEAN, la construction de nouvelles interconnexions a été plus lente que prévue, limitant l'intégration physique entre les États membres, mais surtout jusqu'à présent, l'APG et le TAPG ne constituent pas un marché intégré mais des interconnexions bilatérales entre pays. Les obstacles financiers, institutionnels, réglementaires et techniques ont été plus importants que prévus. Le bilan de la mise en œuvre des projets est mitigé. Partant de ce constat, l'orientation stratégique des projets a été reformulée. D'une approche fondée sur la connectivité physique, l'orientation stratégique se focalise maintenant sur la connectivité des marchés et la mise en place des conditions nécessaires à cette connectivité (cadres réglementaires, juridiques, techniques, commerciaux et financiers). L'APAEC 2016-2025 est beaucoup plus pragmatique que les plans précédents et fixe des objectifs réalistes et réalisables plutôt que des visions politiques.

Les réorientations récentes des deux projets ouvrent de nouvelles voies prometteuses. Dans le cadre de l'APG, la réalisation prochaine de la première interconnexion sur une base multilatérale ouvre la voie aux échanges multilatéraux d'électricité dans la région. La mise en place d'un cadre institutionnel et financier pour les transactions transfrontalières devrait favoriser ces échanges. La création éventuelle, au niveau sous régional, d'une bourse d'échange de l'électricité sur le modèle du marché électrique Nord Pool pourrait accélérer l'intégration électrique. L'extension du TAGP au GNL et aux questions de sécurité d'approvisionnement devrait permettre de renforcer la sécurité gazière et favoriser l'utilisation du gaz dans la région, grâce à un accès amélioré aux sources de gaz, régionales ou importées, et une distribution optimale de sources de gaz variées. À terme, la mise en place de marchés énergétiques intégrés permettra l'utilisation

optimale des ressources énergétiques régionales, un déploiement plus large et une meilleure intégration des énergies renouvelables, la réduction des capacités additionnelles de production d'électricité nécessaires pour répondre à l'accroissement de la demande, et une meilleure interface entre les réseaux gazier et électrique, favorisant l'utilisation du gaz naturel, plus respectueux de l'environnement que le charbon.

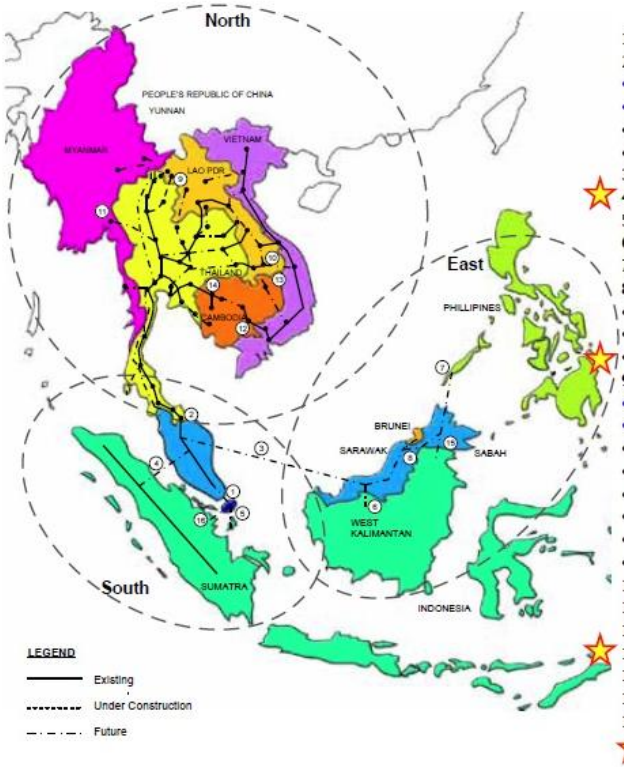
L'expérience de l'ASEAN, tout comme celle de l'Union européenne, montre que si l'intégration des marchés de l'énergie est souhaitable afin de renforcer la sécurité énergétique grâce à une allocation plus efficace des ressources entre pays membres, y compris en cas de crise d'approvisionnement, elle constitue une longue marche qui peut parfois s'apparenter à un saut d'obstacles. Malgré ces obstacles, la forte volonté politique des gouvernements de l'ASEAN de créer un marché énergétique intégré, rappelée dans la Vison 2025, et l'adoption d'une démarche progressive, sous-régionale initialement, devrait permettre à la région dans son ensemble d'avancer vers cette intégration.

# Annexe 1 : Les sept axes stratégiques de l'APAEC 2016-2025 (Phase I)

| | |
|---|---|
| ASEAN Power Grid | To initiate multilateral electricity trade in at least one sub-region by 2018. |
| Trans ASEAN Gas Pipeline | To enhance connectivity for energy security and accessibility via pipelines and regasification terminals. |
| Coal & Clean Coal Technology | To enhance the image of coal through promotion of clean coal technologies (CCT). |
| Energy Efficiency & Conservation | To reduce energy intensity[3] by 20% in 2020 based on 2005 level. |
| Renewable Energy | Aspirational target to increase the component of renewable energy[4] to 23% by 2025 in ASEAN Energy Mix[5]. |
| Regional Energy Policy & Planning | To better profile the energy sector internationally. |
| Civilian Nuclear Energy | To build capabilities in policy, technology and regulatory aspects of nuclear energy. |

# Annexe 2 : Les interconnexions et les trois systèmes régionaux de l'APG

## Carte 1 : Les interconnexions électriques de l'APG



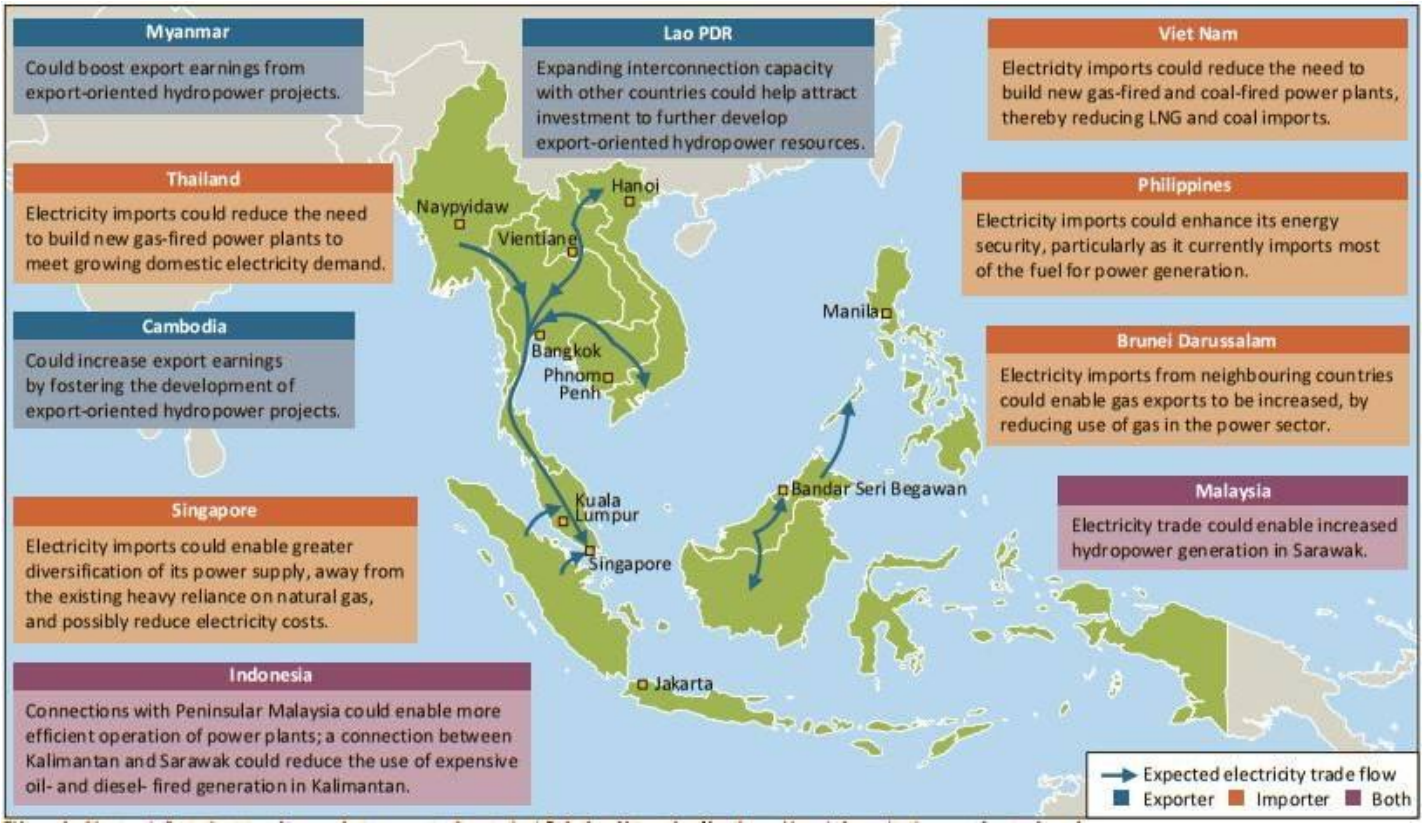

| | | Earliest COD |
|---|---|---|
| 1) | P.Malaysia - Singapore (New) | post 2020 |
| 2) | Thailand - P.Malaysia | |
| • | Sadao - Bukit Keteri | Existing |
| • | Khlong Ngae - Gurun | Existing |
| • | Su Ngai Kolok - Rantau Panjang | TBC |
| • | Khlong Ngae – Gurun (2nd Phase, 300MW) | TBC |
| 3) | Sarawak - P. Malaysia | 2025 |
| ☆ 4) | P.Malaysia - Sumatra | 2020 |
| 5) | Batam - Singapore | 2020 |
| 6) | Sarawak - West Kalimantan | 2015 |
| 7) | Philippines - Sabah | 2020 |
| 8) | Sarawak - Sabah – Brunei | |
| • | Sarawak –Sabah | 2020 |
| • | Sabah – Brunei | Not Selected |
| ☆ • | Sarawak – Brunei | 2018 |
| 9) | Thailand - Lao PDR | |
| • | Roi Et 2 - Nam Theun 2 | Existing |
| • | Sakon Nakhon 2 – Thakhek – Then Hinboun (Exp.) | Existing |
| • | Mae Moh 3 - Nan - Hong Sa | 2015 |
| • | Udon Thani 3- Nabong (converted to 500KV) | 2019 |
| • | Ubon Ratchathani 3 – Pakse – Xe Pian Xe Namnoy | 2019 |
| • | Khon Kaen 4 – Loei 2 – Xayaburi | 2019 |
| • | Nakhon Phanom – Thakhek | 2015 |
| • | Thailand – Lao PDR (New) | 2019-2023 |
| 10) | Lao PDR - Vietnam | 2016-TBC |
| 11) | Thailand - Myanmar | 2018-2026 |
| 12) | Vietnam - Cambodia (New) | TBC |
| ☆ 13) | Lao PDR - Cambodia | 2017 |
| 14) | Thailand - Cambodia (New) | post 2020 |
| 15) | East Sabah - East Kalimantan | post 2020 |
| 16) | Singapore – Sumatra | post 2020 |

☆ Priority Projects

*Source : HAPUA.*

# Annexe 3 : Effets induits de l'APG au niveau national

**Carte 2 : Effets induits de l'APG au niveau national (étude de l'ERIA)**




*Source : AIE (2015a)*

# Annexe 4 : Les subventions au secteur énergétique dans les pays d'Asie du Sud-Est

Huit pays de l'ASEAN appliquent des subventions au secteur énergétique (l'Indonésie, la Thaïlande, le Vietnam, Brunei, le Myanmar, la Malaisie, le Laos et le Cambodge)[47]. Si tous ont entamé des réformes pour éliminer ces subventions, celles-ci sont graduelles et de nombreuses subventions persistent, en particulier pour le prix de l'électricité, mais également par la fixation de prix réglementés inférieurs aux cours internationaux dans les pays producteurs.

Les subventions sont principalement destinées à l'essence, l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, le diesel, le GPL et le kérosène. Sur la base des estimations de l'AIE, la valeur de ces subventions atteignait 36 milliards de dollars en 2014, l'essence et le diesel totalisant 11 milliards et 8 milliards de dollars respectivement. L'Indonésie avait le niveau de subventions le plus élevé (28 milliards de dollars), suivie de la Malaisie (5 milliards de dollars)[48].

Bien qu'en général, ces subventions soient destinées à aider les foyers les plus défavorisés, elles atteignent rarement leur objectif. En revanche, elles encouragent une utilisation excessive d'énergie, souvent la moins efficace (générateurs diesel par exemple), découragent les investissements dans les technologies à faible émission de carbone, et augmentent la pollution locale et les émissions de $CO_2$. Les subventions entraînent également des pertes financières pour les fournisseurs d'énergie/électricité en raison de la sous-tarification des produits énergétiques ainsi qu'un un sous-investissement dans le secteur. Par ailleurs, elles grèvent le budget des États et réduisent la croissance économique.

La pression budgétaire a été un moteur important pour la mise en place de réformes visant à éliminer ou réduire ces subventions. À leur pic en 2008, le coût des subventions en Indonésie représentait 28 % du budget de l'État. Suite à la baisse du prix du pétrole depuis 2014, presque tous les pays ont entamé des réformes pour réduire la consommation de produits

47. AIE (2015b).
48. AIE (2015a).

énergétiques subventionnés et l'impact des subventions sur les dépenses publiques. Ces réformes se sont focalisées principalement sur les produits pétroliers, mais également sur l'électricité. L'Indonésie est un exemple de cette politique. Le pays appliquait des subventions aux produits pétroliers et à l'électricité. Fin décembre 2014, le nouveau gouvernement, élu en 2014, a introduit des réformes majeures en supprimant les subventions à l'essence (à l'exception des coûts de distribution en dehors des îles de Java, Bali et Madura) et en introduisant une subvention fixe pour le diesel, dont le prix varie maintenant selon les prix internationaux. Ces réformes et la baisse du prix du pétrole ont permis des économies budgétaires de 15,6 milliards en 2015, soit plus de 10 % des dépenses de l'État[49]. Par ailleurs, un programme de conversion du kérosène au GPL, lancé en 2007, est toujours poursuivi. Dans le cadre de ce programme, le gouvernement fixe les prix du kérosène et du GPL à des prix inférieurs aux prix du marché, et distribue gratuitement l'équipement initial permettant aux ménages de passer au GPL qu'ils utilisent principalement pour la cuisson[50].

L'Indonésie a également commencé à réduire les subventions à l'électricité. Depuis 2013, un calendrier d'augmentation des tarifs pour certains consommateurs (connexions à haute tension) ainsi que pour certains secteurs (utilisateurs industriels, commerciaux et gouvernementaux) a été adopté et mis en œuvre. Aujourd'hui, PLN, le fournisseur national d'électricité, estime que les consommateurs reliés au réseau à haute et moyenne tension paient le « prix de marché » ciblé par la société[51]. Mais les subventions persistent pour la majorité des petits consommateurs d'électricité. Depuis deux ans, le gouvernement a retardé deux fois les réformes annoncées pour réduire les subventions à cette classe de consommateurs. Selon Global Subsidies Initiatives, les clients résidentiels (connexions de 450 VA et 900 VA) ne paient que 29 % et 43 % respectivement, du coût total de l'électricité. La réforme devrait maintenant être mise en place en 2017 et permettre de mieux cibler les bénéficiaires de ces subventions[52].

Ces réformes constituent une avancée majeure. Toutefois, il convient de souligner que le processus est graduel et que de nombreuses subventions persistent en Indonésie, en particulier pour la production de combustibles fossiles, telles que des réductions ou exemptions de taxes. Celles-ci, bien qu'importantes, ne font pas l'objet d'étude, car elles

49. GSI (2016).
50. IDDRI (2016).
51. IDDRI (2016).
52. IISD/GSI (2016).

n'apparaissent pas dans les budgets nationaux, puisqu'elles sont un manque à gagner et non une dépense publique.

La fixation par le gouvernement du prix des combustibles fossiles (gaz, charbon, mais également pétrole avant les réformes) à un niveau inférieur aux prix internationaux de marché est un problème commun à tous les pays producteurs de la région. Ces prix bas découragent l'investissement étranger en exploration/production, lorsque le combustible n'est pas destiné à l'exportation. C'est le cas en Indonésie pour le gaz naturel livré aux consommateurs domestiques. Il varie, non pas en fonction des prix mondiaux du pétrole, mais selon une formule qui tient compte du coût d'approvisionnement en amont, des coûts de transport et distribution. Ce prix s'élevait à 4,22 $/MBtu en 2016. Suite à la baisse du prix du pétrole, les prix du gaz en Indonésie sont plus élevés que ceux d'autres pays producteurs de la région. Afin d'assurer la compétitivité des trois secteurs industriels prioritaires (l'industrie des engrais, la pétrochimie et la sidérurgie), le gouvernement a annoncé en octobre 2016 des baisses du prix du gaz livré à ces industries.[53]

En Malaisie, le prix du gaz domestique livré au secteur électrique est subventionné par le gouvernement. La Malaisie a adopté en 2014 un programme de rationalisation de ces subventions. Le prix du gaz fourni au secteur électrique a été fixé à 15,2 Ringgit malaisien (MYR)/MBtu (3,38 $) en janvier 2014 et augmente de 1,50 MYR/MBtu (0,38 $) tous les six mois pour atteindre le prix international (prix du GNL en Asie). Début 2016, le prix réglementé du gaz a atteint 18,20 MYR/MBtu (4,64 $). En moyenne, le prix du GNL pour le secteur de l'électricité (non subventionné) était de MYR 43,69/MBtu (9,73 $) en 2015, largement supérieur au prix du gaz réglementé. Les autres combustibles utilisés dans le secteur électrique (fuel oil, charbon) ne sont pas subventionnés. Par ailleurs, depuis janvier 2014, le tarif de l'électricité a été revu et comporte deux éléments, un tarif de base (fixé à 0,3853 MYR/kWh [0,09$] pour la première période de réglementation 2014-2017), et un mécanisme de révision du prix tous les six mois prenant en compte les changements de prix des combustibles, ainsi que les autres coûts liés à la production d'électricité (ICPT ou Imbalance Cost Pass-Through).

53. « Govt to Cut Gas Price for Three Industries », Tempo.co, 19 octobre 2016, disponible sur : http://en.tempo.co .

# Annexe 5 : Les exportations de GNL de l'Asie du Sud-Est

Les trois exportateurs de GNL de la région, Brunei, Indonésie et Malaisie, ont exporté 63 $Gm^3$ en 2015 (exportations brutes), contre 70 $Gm^3$ en 2010. L'Asie du Nord-Est est le principal marché pour les exportations de GNL de l'ASEAN, avec 98 % destinés à la Chine, au Japon, à la Corée du Sud et Taïwan, qui dépendent de l'ASEAN pour environ 30 % de leurs importations de GNL.

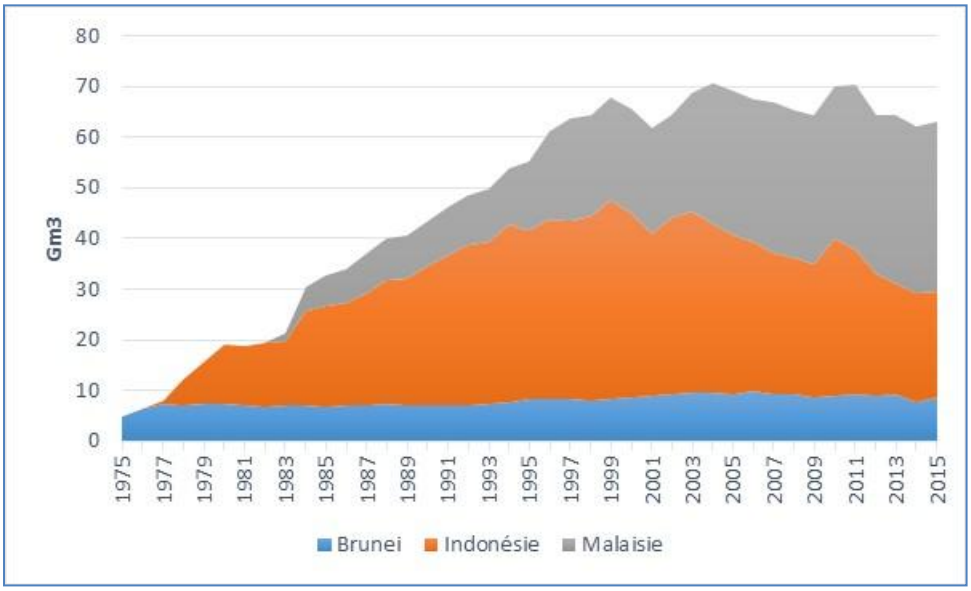
**Brunei** est le plus ancien exportateur de GNL de la région et a été l'un des pionniers de l'industrie du GNL. L'unité de liquéfaction de Lumut, d'une capacité de 7,1 Mtpa a démarré en 1973 et est toujours opérationnelle. Elle exporte principalement vers le Japon et la Corée du sud. La production et l'exportation de GNL ont toutefois diminué au cours des dernières années (8,6 $Gm^3$ exportés en 2015) suite aux arrêts pour maintenance des principales bases de production, la concurrence accrue sur le marché du GNL, la hausse de la demande intérieure et la baisse des prix mondiaux. Les partenariats en cours avec Shell et Total contribueront à maintenir la production et les exportations, tandis que les contrats de vente à long terme signés avec des partenaires existants et nouveaux en 2013 devraient aider le pays à maintenir sa part de marché à l'exportation.

Avec l'unité de liquéfaction d'Arun (Sumatra) et celle de Bontang (Bornéo) mises en service en 1977, l'**Indonésie** a été le premier exportateur mondial de GNL entre 1980 et 2006. Suite à l'épuisement des réserves et la croissance de la demande domestique, le terminal d'Arun a été converti en terminal importateur en 2015 et celui de Bontang cessera ses exportations d'ici 2020. Un troisième terminal de liquéfaction, Tangguh LNG (Papouasie), a été mis en service en 2009. En juillet 2016, BP et ses partenaires ont approuvé la décision finale d'investissement relative à l'expansion du terminal. Le troisième train d'une capacité de 3,8 Mtpa, portera la capacité totale à 11,4 Mtpa d'ici 2020. Le terminal de Donggi-Senoro (Sulawesi), d'une capacité de 2 Mtpa a été mis en service en juin 2015 et le projet de Sengkang (Sulawesi), d'une capacité initiale de 0,5 Mtpa, devrait démarrer fin 2016. Un autre projet de liquéfaction pourrait voir le jour d'ici la fin de la décennie. Inpex et Shell pourraient développer un terminal de liquéfaction pour exploiter les réserves du

champ en mer de Masela. Les exportations nettes de GNL indonésiennes sont en baisse (21 Gm³ en 2015).

Les exportations de GNL de **la Malaisie** ont totalisé 33 Gm³ en 2015, principalement à destination du Japon. L'unité de liquéfaction de Bintulu (Sarawak), a une capacité de 25,7 Mtpa, qui a été augmentée de 3,6 Mtpa depuis septembre 2016 avec le démarrage d'un 9e train de liquéfaction. Par ailleurs, la Malaisie a construit la première installation flottante de liquéfaction de GNL au monde (Petronas Floating LNG Satu, PFLNG 1). D'une capacité de 1,2 Mtpa, l'unité, située au large de Sarawak, a exporté sa première cargaison en novembre 2016. Une deuxième unité flottante (PFLNG 2), d'une capacité de 1,5 Mtpa, située au large de Sabah, est en cours de construction et devrait entrer en opération en 2018. Ces unités permettent de monétiser des réserves de gaz « stranded », trop petites pour permettre de développer une unité de liquéfaction fixe à terre et/ou trop éloignées des côtes pour justifier l'investissement dans un gazoduc.

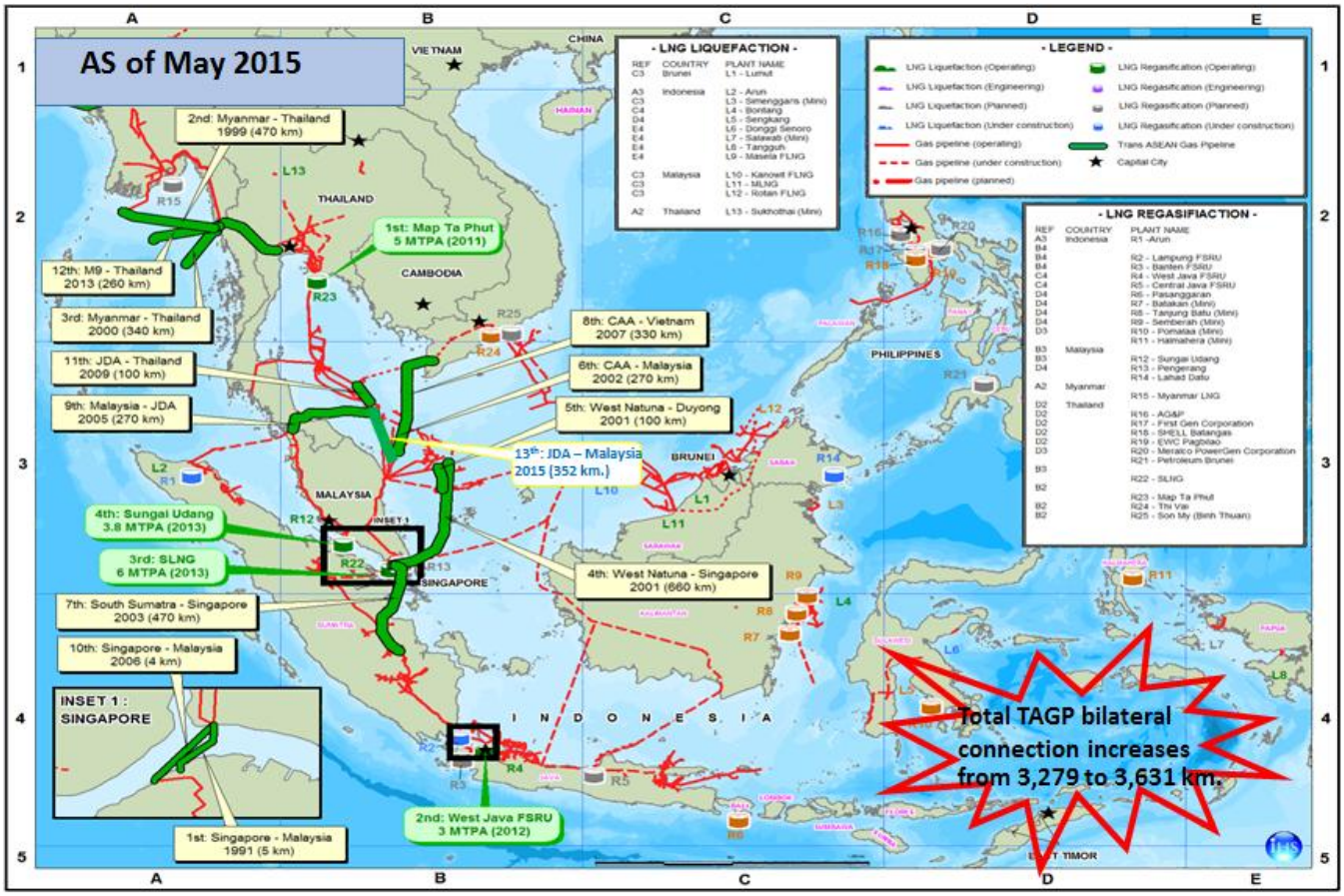
**Graphique 5 : Exportations de GNL des pays de l'Asie du Sud-Est**




*Source : CEDIGAZ.*

# Annexe 6 : Les interconnexions gazières opérationnelles

**Carte 3 : Les interconnexions gazières du TAGP**




*Source : ASCOPE.*

Les interconnexions réalisées dans le cadre du TAGP concernent les exportations de gaz depuis la Malaisie, l'Indonésie et le Myanmar vers Singapour, la Thaïlande et la Malaisie, ainsi que l'acheminement du gaz depuis les zones de développement commun (JDA ou CAA) situées en mer. Les exportations par gazoduc depuis la Malaisie, l'Indonésie et le Myanmar ont totalisé 25 Gm³ en 2015. Elles sont principalement destinées à

Singapour et à la Thaïlande. Depuis 2013, le Myanmar exporte également vers la Chine.

Les exportations **malaisiennes** vers Singapour (environ 1.5 $Gm^3$/an), démarrées en 1991, devraient cesser d'ici 2020. Elles sont en baisse depuis l'ouverture du terminal d'importation de GNL de Jurong en mai 2013.

Transportasi Gas Indonesia (TGI), la seule compagnie privée de transport **indonésienne**, exploite le gazoduc transfrontalier qui relie depuis 2001 les îles de Natuna à Singapour via le détroit de Malacca. En 2015, l'Indonésie a exporté 8 $Gm^3$ de gaz naturel à Singapour *via* TGI. Depuis 2002, l'Indonésie exporte également du gaz par gazoduc en Malaisie, à partir du bloc B du champ de Natuna. Le contrat d'achat/vente porte sur 45 $Gm^3$ sur 20 ans.

Depuis 2003, la Malaisie reçoit également du gaz par gazoduc à partir de la zone CAA Malaisie-Vietnam et depuis 2005 à partir de la zone JDA Malaisie-Thaïlande. Ces volumes additionnels permettent à la Malaisie de répondre à une demande domestique croissante, de combler le déficit en gaz de la Malaisie péninsulaire consécutif au déclin de la production des champs existants. Afin d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement en gaz, un gazoduc de 365 km reliant le bloc 17 (zone JDA Malaisie-Thaïlande) à Kerteh en Malaisie a été mis en service fin avril 2015 et permettra à terme de livrer 2.2 $Gm^3$/an supplémentaires en Malaisie péninsulaire.

**Le Myanmar** exporte du gaz vers la Thaïlande depuis 1999, et depuis 2013 vers la Chine. Les exportations de gaz naturel vers la Thaïlande, qui représentait environ les trois quarts des exportations de gaz naturel du pays, se sont élevées à environ 10 $Gm^3$ en 2015. Les exportations de gaz naturel vers la Chine ont commencé mi-2013 avec le développement de la première phase du développement du champ de gaz naturel Shwe situé en mer dans le bassin de Rakhine et l'achèvement du gazoduc qui relie le port birman de Kyaukphyu à Kunming dans le sud-ouest de la Chine. En 2015, le Myanmar a exporté environ 4 $Gm^3$ de gaz naturel vers la Chine. Le contrat entre les deux pays porte sur 12 $Gm^3$/an.

# Table des illustrations

## Tableaux

Tableau 1 : Principaux indicateurs économiques et énergétiques de l'Asie du Sud-Est ..... 15
Tableau 2 : Les projets d'interconnexions de l'APG, existants et futurs.....23
Tableau 3 : Objectifs et capacité installée d'énergie renouvelable dans les pays de l'ASEAN ..... 28
Tableau 4 : Importations de GNL en Asie du Sud-Est à l'horizon 2030 ....35
Tableau 5 : TAGP : les interconnexions opérationnelles .....39
Tableau 6 : Interconnexions gazières futures ..... 40

## Graphiques

Graphique 1: Evolution historique et prévision de la demande d'énergie en Asie du Sud-Est (WEO2016 – NPS)..... 17
Graphique 2 : Importations nettes d'électricité dans les pays de l'ASEAN 24
Graphique 3 : Production de gaz naturel en Asie du Sud-Est.....34
Graphique 4 : Exportations de gaz par gazoduc de l'Asie du Sud-Est .....37
Graphique 5 : Exportations de GNL des pays de l'Asie du Sud-Est.....56

## Encadrés

Encadré 1: Un développement ambitieux des énergies renouvelables .....**Erreur ! Signet non défini.**26
Encadré 2 : Les terminaux d'importation de GNL des pays d'Asie du Sud-Est.....35

## Cartes

Carte 1 : Les interconnexions électriques de l'APG..... 50
Carte 2 : Effets induits de l'APG au niveau national (étude de l'ERIA)..... 51
Carte 3 : Les interconnexions gazières du TAGP .....57

# Références


Agence Internationale de l'Énergie (AIE) (2016a), Energy balances, OCDE/AIE, Paris, www.iea.org.

AIE (2016b), World Energy Outlook 2016, OCDE/AIE, Paris, www.worldenergyoutlook.org.

AIE (2016c), Thailand Electricity Security Assessment 2016, OCDE/AIE, Paris, www.iea.org.

AIE (2015a), Southeast Asia Energy Outlook 2015, World Energy Outlook Special Report, OCDE/AIE, Paris, www.iea.org.

AIE (2015b), Development Prospects of the ASEAN Power Sector, OCDE/AIE, Paris, www.iea.org.

AIE (2015c), Indonesia 2015, OCDE/AIE, Paris, www.iea.org.

AIE (2014), The Asian Quest for LNG in a Globalising Market, OCDE/AIE, Paris, www.iea.org.

ASEAN Centre for Energy (ACE) (2016), ASEAN Renewable Energy Policies. Renewable Energy Support Programme for ASEAN (ASEAN-RESP), Jakarta, www.aseanenergy.org.

ACE (2015), ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025, Phase I: 2016-2020, Jakarta, www.aseanenergy.org.

ASEAN Council on Petroleum (ASCOPE), www.ascope.org

ASCOPE (2015), ASCOPE Response to the Energy Security Issues in ASEAN, 1st APEC Oil and Gas Security Network Forum 2015, 23 avril 2015, http://aperc.ieej.or.jp.

ASCOPE (2013), ASEAN Petroleum Security Agreement APSA, www.ascope.org.

ASEAN Energy Business Forum (AEBF) 2016, Myanmar, Septembre 2016, www.aebf2016.com.

ASEAN Energy Market Integration (AEMI) (2016a), Powering Asia: can the Nordic model work?, HAPUA/AEMI, mai 2016, www.asean-aemi.org.

AEMI (2016b), Energy Security and Connectivity: The Nordic and European Union Approaches, Février 2016, www.asean-aemi.org.

AEMI (2014), AEMI: Towards a blueprint and roadmap, mai 2014, www.asean-aemi.org.

ASEAN Secretariat (2016), "Towards A Greener Community with Cleaner Energy", Joint Ministerial Statement of the 34th ASEAN Ministers on Energy Meeting (AMEM), 21 September 2016, Nay Pyi Taw, Myanmar, http://asean.org. et déclarations précédentes (http://asean.org).

ASEAN Secretariat (2015a), ASEAN Economic Community Blueprint 2025, Jakarta, www.asean.org.

ASEAN Secretariat (2015b), A Blueprint for growth, ASEAN Economic Community 2015: Progress and Key Achievements, Jakarta, www.asean.org.

ASEAN Secretariat (2015c), ASEAN 2025: Forging Ahead Together, Jakarta, www.asean.org.

Asian Development Bank (ADB) (2014), Energy security in Asia: prospects for regional cooperation, Nigel Lucas, ADB Economics Working Paper Series No 407, 2014, www.adb.org.

Asia Pacific Energy Research Center (APERC) (2016), LNG in Asia-Pacific - Favoring trade and rational market development, http://aperc.ieej.or.jp.

Banque Mondiale (2016), World Development Indicators, New York, http://data.worldbank.org.

BP (2016), Statistical Review of World Energy 2015, BP, London, www.bp.com.

CEDIGAZ (2016), Statistical database, www.cedigaz.org.

Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) (2015), Intended Nationally Determined Contribution, Republic of Indonesia, www4.unfccc.int.

Conventus Law (2016), Snapshot Of Key Legal Developments In Malaysia, Amendment to the Gas Supply Act 1993, 9 juillet 2016, www.conventuslaw.com.

Damar Pranadi A. (2016), The Current Status of RE and its Target in ASEAN Member States, ACE blog, 15 September 2016, Jakarta, www.aseanenergy.org.

Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA) (2014), Investing in Power Grid, Interconnection in East Asia, ERIA, Jakarta.

Energy Commission (Malaisie) (2016), 'Peninsular Malaysia – Electricity Supply Industry Outlook 2016', Kuala Lumpur, www.st.gov.my.

ERIA (2013) *Assessment of ASEAN Energy Cooperation within the ASEAN Economic Community*. ERIA Discussion Paper ERIA-DP-2013-37, ERIA, Jakarta, www.eria.org.

Energy Information Administration (EIA), Laos' Key Energy Statistics, www.eia.gov.

Global Subsidies Initiatives (GSI) (2016), Financing Development With Fossil Fuel Subsidies: The reallocation of Indonesia's gasoline and diesel subsidies in 2015, June 2016, www.iisd.org.

Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities (HAPUA), http://hapua.org.

HAPUA (2016), ASEAN power grid: route to multilateral electricity trade, présentation de Hermawanto B., Chairman, ASEAN Power Grid Consultative Committee (APGCC), à l' Asia Clean Energy Forum (ACEF), HAPUA/APGCC, Manila, 6 Juin 2016, www.asean-aemi.org.

Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI) (2016), Fossil fuel subsidy reform: lessons from the Indonesian case, Savatic Filip, N°06/16 Octobre 2016, www.iddri.org.

International Gas Union (IGU), The Trans-ASEAN Gas Pipeline – Accelerating Gas Market Integration within the ASEAN Region, www.iapg.org.

International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL) (2016), The LNG Industry, GIIGNL Annual Report, 2016 Edition, www.giignl.org.

International Institute for Sustainable Development/Global Subsidies Initiatives (IISD/GSI) (2016), Ten Things You Need to Know About Electricity Subsidies in Indonesia, October 2016, www.iisd.org.

Malaysian Gas Association (2016), Malaysia: Natural Gas Industry, Annual Review 2015 Edition, www.malaysiangas.com.

Ministry of Energy (Thailand) (2015), Thailand Power Development Plan 2015-2036 (PDP2015), EPPO, Bangkok, www.eppo.go.th.

Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) (2015), Power Policy and National Development Plan In Indonesia, Symposium on sustainable power supply mix in the future, 20 November 2015, Bangkok, www.eri.chula.ac.

Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) (2016), Economic Outlook for Southeast Asia, China and India 2016, janvier 2016, http://www.oecd.org/fr/dev/economic-outlook-for-southeast-asia-china-and-india-23101113.htm.

Organisation des Nations Unies (ONU) (2016), World population prospects, the 2015 revision, Department of Economic and Social Affairs (ESA), New York, https://esa.un.org.

Oxford Institute for Energy Studies (OIES) (2016), LNG markets in transition: the great reconfiguration, www.oxfordenergy.org.

PEI (2013), Infrastructure investor: ASEAN intelligence report, Avril 2013, www.infrastructureinvestor.com.

Perusahaan Listrik Negara (PLN) (2016), Annual Report 2015, PLN, Jakarta, www.pln.co.id.

Southeast Asia Infrastructure, Grid Integration Ambitions, 18 mai 2016, http://southeastasiainfra.com.

Tempo.co, Govt to Cut Gas Price for Three Industries, 19 octobre 2016, http://en.tempo.co.

The Jakarta Post, East Natuna gas to be fully distributed to local industries, 5 septembre 2016, www.thejakartapost.com.

The Jakarta Post, Government hopes to expedite East Natuna oil block development, 19 juillet 2016, www.thejakartapost.com.

The Lantau Group, presentations on the power sector in Southeast Asia, 2016, www.lantaugroup.com.

Vientiane Times, Malaysia to buy power from Laos via Thai power grid, 23 septembre 2016, www.vientianetimes.org.

institut français
des relations
internationales