



HAL
open science

La politique gazière des Pays-Bas. “ Dutch disease ” ou maladie imaginaire ?

John Crowley

► **To cite this version:**

John Crowley. La politique gazière des Pays-Bas. “ Dutch disease ” ou maladie imaginaire?. Les études du CERI, Centre de recherches internationales de Sciences Po (CERI), 1998, 40, pp.2-36. hal-03579324

HAL Id: hal-03579324

<https://hal-sciencespo.archives-ouvertes.fr/hal-03579324>

Submitted on 18 Feb 2022

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Distributed under a Creative Commons Attribution - NonCommercial - ShareAlike| 4.0 International License

Les Études du CERI
N° 40 - avril 1998

**La politique gazière des Pays-Bas
« Dutch disease » ou maladie imaginaire ?**

John Crowley

La politique gazière des Pays-Bas « Dutch disease » ou maladie imaginaire ?

John Crowley
CERI (FNPS)

Pays des tulipes, des sabots, des digues, des moulins à vent, des gâteaux de haschisch, de la tolérance, de la bonne conscience... tout cela, à propos des Pays-Bas, est connu. Pays du gaz naturel, en revanche, on le sait moins. Pourtant, les Pays-Bas sont depuis longtemps le premier producteur gazier, et le premier exportateur, d'Europe. Dans une très large mesure, le développement du gaz naturel en Europe de l'Ouest est un fait néerlandais. Plus grand champ de gaz d'Europe, Groningue – le joyau du gaz néerlandais – donne au pays, et à son opérateur national Gasunie, un rôle stratégique essentiel à l'échelle du continent, que la recomposition en cours des marchés gaziers européens devrait encore renforcer.

Comment les Pays-Bas ont-ils géré cette immense ressource ? La réponse, dont on se doute qu'elle éclaire tout le fonctionnement du système politique et de l'État, suscite un curieux dédoublement.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, on émet généralement un jugement positif sur les choix stratégiques des Pays-Bas – comparés en tout cas à ceux des autres pays riverains de la mer du Nord –, ce qui présente un intérêt industriel, mais aussi politologique. Le cadre fiscal et réglementaire y est globalement stable depuis vingt ans, à la différence du Royaume-Uni et de la Norvège. L'État garde un droit de regard par la participation directe (à la différence du Royaume-Uni), mais n'empêche pas l'industrie de travailler (à la différence de la Norvège). Malgré l'extrême concentration du domaine minier (65% des réserves restantes se trouvent dans le seul champ de Groningue), l'État a su ménager la concurrence et donc garder un domaine autonome de politique publique (à la différence du Danemark). La politique adoptée par l'État depuis le milieu des années soixante-dix est généralement considérée comme « intelligente » au sens où elle préserve la ressource fiable de Groningue et favorise le développement des ressources plus incertaines des petits champs en mer, même si ce choix à long terme peut être facteur de pertes fiscales à court terme.

Pourtant, l'analyse politique propose généralement un jugement radicalement

inverse, qui est devenu dans les années soixante-dix un lieu commun dans les débats politiques néerlandais eux-mêmes. Les Néerlandais seraient « malades » de leur gaz, dont la « manne » aurait poussé le secteur public à l'hypertrophie et au gaspillage¹. D'ailleurs, l'expression « *Dutch disease* » est devenue chez les économistes le terme consacré pour désigner toute situation où une rente produit des effets macro-économiques délétères². Cela sous-entend à la fois que la croissance de l'État-providence ne s'explique que par la disponibilité des recettes gazières, qu'un tel usage de ces recettes est mauvais, et peut-être que l'exploitation des ressources gazières elle-même serait, d'une certaine façon, commandée par les exigences (perverses) de la consommation sociale.

Dans un sens, ces jugements ne sont pas absolument incompatibles parce qu'ils ne se situent pas au même niveau. Il n'empêche qu'on ne saurait se satisfaire de leur juxtaposition. Cette étude se propose d'analyser de manière détaillée la formation, la mise en œuvre et les évolutions de la politique gazière néerlandaise, d'une part pour elle-même, d'autre part à la lumière d'un certain nombre d'interrogations de science politique à portée générale. Ce faisant, elle offre au moins quelques éléments de réponse à la problématique de la « maladie néerlandaise ». Elle suggère que, en tout cas sous la forme simple qui est généralement citée, l'hypothèse n'est pas conforme aux faits. Pour être plus précis, le jugement industriel est finalement plus plausible. Dans l'ensemble, la politique gazière des Pays-Bas apparaît plutôt comme un succès, dont les raisons – où les hasards heureux tiennent évidemment toute leur place – et les modalités éclairent de manière intéressante certaines caractéristiques du système politique et de l'État néerlandais.

I. – ÉLÉMENTS DE CONTEXTE GENERAL

L'analyse de la politique gazière néerlandaise appelle inévitablement des références plus larges, puisqu'elle se situe au carrefour de la politique énergétique et de la politologie néerlandaise. D'une part le gaz a des particularités, qui font que les conclusions que l'on pourrait tirer de la présente analyse ne sont pas forcément généralisables à d'autres domaines des politiques industrielles néerlandaises. D'autre part, les Pays-Bas ne sauraient se définir uniquement par leur richesse gazière, et les spécificités du gaz ne suffisent pas à déterminer la formation de la politique publique, comme un regard comparatif autour de la mer du Nord en témoigne. Il est donc utile de

¹ L'étude classique est R.F.M. Lubbers & C. Lemckert, « The influence of natural gas on the Dutch economy », in R.T. Griffiths (ed.), *The Economy and Politics of the Netherlands since 1945*, La Haye, Martinus Nijhoff, 1980, pp. 87-114.

² Pour ne prendre qu'un exemple cocasse : Martin Paldam, « Dutch disease and rent seeking : the Greenland model », *European Journal of Political Economy*, 13(3), 1997.

rappeler très brièvement les éléments de contexte qui seront supposés connus dans la suite de cette étude.

Les spécificités de l'énergie comme domaine de politique publique

Du point de vue d'une analyse de politique publique, l'énergie présente des spécificités qui lui donnent *a priori* un intérêt particulier. Tout cela sera analysé ici en relation avec l'exploration-production, mais d'autres domaines ont des caractéristiques assez semblables.

(a) Le temps industriel est très long. En exploration-production, la maturation d'un projet (de la définition d'un prospect au début de la production) peut prendre dix ans ou plus, et l'exploitation elle-même s'étaler sur plusieurs décennies. L'énergie relève, en d'autres termes, des grands projets d'infrastructure (au même titre que les routes, les aménagements fluviaux, les aéroports...) et se formule politiquement de manière semblable.

(b) Les considérations d'intérêt public prennent une place centrale. En dernière analyse, en effet, la production correspond à la déplétion irréversible d'une ressource par essence finie. L'arbitrage générationnel est donc nécessairement au cœur des choix énergétiques. En outre, les ressources sont par nature indivisibles et immobiles. On peut associer autant de sociétés que l'on veut à l'exploitation d'un gisement, mais on ne pourra jamais subdiviser géologiquement le gisement lui-même, ni le déplacer.

(c) L'énergie est la matière stratégique par excellence. La dépendance énergétique expose au chantage, et les exemples ne manquent pas de l'usage de cette arme : ainsi le boycott saoudien à l'encontre des Pays-Bas au moment de la guerre du Kippour en 1973-74. On peut encore penser, dans le même sens, à la virulence des querelles qui entourèrent les importations européennes de gaz soviétique au début des années quatre-vingt.

(d) Les marchés énergétiques sont véritablement mondiaux et concurrentiels – du moins ceux du charbon et du pétrole, qui par leur concurrence avec le gaz empêchent que celui-ci, difficile à transporter, se réserve de véritables niches. Il en résulte, en termes de politique publique, à la fois des avantages spécifiques – la compétence et la concurrence des multinationales, qui tendent à profiter aux pays producteurs – et des contraintes : l'autarcie énergétique est, sauf cas tout à fait exceptionnel, impossible.

Les caractéristiques du système politique néerlandais

Il serait hors de propos ici – bien que ce soit intéressant en soi et insuffisamment couvert en français – de proposer une analyse générale du système politique néerlandais. En revanche, une fois que l'on a défini l'énergie comme domaine privilégié de mise en œuvre et, pourquoi pas, de recomposition de schémas caractéristiques de conceptualisation de l'intérêt public ou général, certaines interprétations générales des Pays-Bas (ou certaines querelles d'interprétation à leur propos) paraissent éclairantes.

Ce qui suscite l'intérêt des politologues pour les Pays-Bas, c'est finalement la capacité improbable du pays, non seulement à survivre avec des clivages idéologiques profonds et fortement institutionnalisés, mais de surcroît à les gérer de manière très consensuelle et à en tirer, apparemment, une forte intégration ou cohésion politique et sociale. Les Pays-Bas comme modèle pour les États en voie de démocratisation³ ? Ou encore, « quel autre pays où l'on puisse jouir d'une liberté si entière ? », selon un mot de Descartes qu'un observateur français prend comme thème central de son étude⁴. On peut en discuter, mais il y a là, en tout cas, quelque chose de plausible.

Le grand cadre théorique qui sert de référence pour toute la science politique néerlandaise et pour les étrangers qui s'intéressent aux Pays-Bas – y compris ceux qui ne sont pas d'accord – est celui d'Arend Lijphart⁵. Le point de départ de Lijphart est un faux paradoxe. Depuis la trêve qui a mis fin aux guerres de religion, les Pays-Bas sont caractérisés par une segmentation sociale très poussée qui correspond notamment aux clivages confessionnels. Avec l'avènement du libéralisme, puis de l'industrialisation et de la démocratie, cette segmentation, loin d'éclater, s'est renforcée. Les nouvelles institutions – écoles démocratisées, partis politiques, syndicats, chaînes de radio et de télévision, loisirs... – ont reproduit les clivages confessionnels, faisant apparaître la société néerlandaise comme constituée de « piliers » (*zuilen*) autonomes qui ne se rencontrent qu'au sommet, dans le toit commun qu'ils soutiennent. La meilleure illustration politique de ce système de *verzuiling* (« pilarisation ») est l'alliance parlementaire durable des partis catholique et calviniste, alors même que leurs bases respectives vivent totalement cloisonnées et se considèrent mutuellement avec inimitié. Ce communautarisme peut apparaître, au regard d'une certaine conception de la démocratie, comme source de fragilité. Or, selon Lijphart, c'est exactement le contraire qui se produit. Ce « consociationnalisme » est une manière efficace de gérer une société profondément divisée.

La généralisation de l'analyse de Lijphart pose des problèmes qui sont hors de propos ici. Appliquée aux Pays-Bas, cependant, elle a généralement été acceptée au

³ Robert C. Tash, *Dutch Pluralism : A Model in Tolerance for Developing Countries*, New York, Lang, 1991.

⁴ Christophe de Voogd, *Histoire des Pays-Bas*, Paris, Hatier, 1992.

⁵ Arend Lijphart, *The Politics of Accommodation : Pluralism and Democracy in the Netherlands*, Berkeley, University of California Press, 1968.

moins comme description d'un système qui a atteint son apogée dans les années cinquante. Restent cependant des difficultés, dues à l'atténuation rapide de la segmentation sociale dans les années soixante, dont les réalignements partisans après 1966 témoignent de manière éloquent. Si la *verzuiling* était source de stabilité, sa disparition – dans un système qui la présuppose – n'amorce-t-elle pas une inévitable fragilisation ou déstabilisation ? Et, de tels phénomènes ne s'étant apparemment pas produits, quels que soient les blocages politiques des années soixante-dix, qu'est-ce donc qui a pris le relais ? Ou peut-être, après tout, la *verzuiling* n'a-t-elle jamais été aussi importante qu'on l'a cru.

Ces thèmes suscitent des débats complexes, qui ne peuvent être présentés ici⁶. Un point souvent évoqué, cependant, et qui est d'une évidente pertinence pour la présente étude, est la nécessité de déplacer le regard des idéologies, des partis politiques et des institutions de gouvernement (Parlement et Cabinet) vers l'État dans ses pratiques concrètes, y compris vers des mécanismes administratifs qui peuvent paraître « infrapolitiques », surtout à propos d'une période – la deuxième moitié des années soixante et les années soixante-dix – où se développe un interventionnisme dynamique en l'absence d'impulsions politiques claires. D'où l'importance des thèmes (néo-)corporatistes dans la politologie néerlandaise. Avec un double questionnement enchevêtré : tout d'abord, le système néerlandais peut-il être caractérisé comme « (néo-)corporatiste » ? ensuite le (néo-)corporatisme est-il une sorte de pendant administrativo-étatique de la *verzuiling* politico-parlementaire, ou plutôt un ensemble de mécanismes qui permet de pallier l'effondrement de la *verzuiling* ? Enfin, dernier développement de la réflexion, doit-on considérer ou non comme exhaustive l'opposition pluralisme/(néo-)corporatisme ? L'idée contemporaine de « gouvernance » consiste à répondre « non », et à mettre l'accent sur les modalités effectives d'interaction entre politique, administration et intérêts sociétaux, qui peuvent varier selon les domaines et les moments, et dont les pôles pluraliste et (néo-)corporatiste ne sont que des cas-limites à valeur éventuellement heuristique. La littérature croissante sur les « réseaux de politique publique » (*policy networks*) résulte de cette interrogation et témoigne de sa fécondité.

A ma connaissance, l'énergie n'a pas fait l'objet d'études à partir de ces perspectives théoriques. Pourtant, pour toutes les raisons développées ci-dessus, le cas est intéressant. Il est d'usage que, au nom notamment de la technicité, la politique énergétique se définisse de manière corporatiste au sens large, c'est-à-dire faisant

⁶ Voir par exemple Eric H. Bax, *Modernization and Cleavage in Dutch Society : A Study of Long Term Economic and Social Change*, Aldershot, Avebury, 1990 ; Steven B. Wolinetz, « A quarter century of Dutch politics : a changing political system or le plus que change...? », *Acta Politica*, 25(4), 1990, pp. 403-431 ; Ken Gladdish, *Governing from the Centre : Politics and Policy-making in the Netherlands*, Londres, Hurst, 1991 ; Hans Daalder, « Political science in the Netherlands », *European Journal of Political Research*, 20(3-4), 1991, pp. 279-300 ; Rudy Andeweg & Galen Irwin, *Dutch Government and Politics*, New York, St Martin's Press, 1993 ; Ronald Inglehart & Rudy Andeweg, « Change in Dutch political culture : a silent or a silenced revolution ? », *West European Politics*, 16(3), 1993, pp. 345-361 ; Peter L. Hupe, « Beyond pillarization : the (post) welfare state in the Netherlands », *European Journal of Political Research*, 23(4), 1993, pp. 359-386 ; J.E. Ellemers, « Pillarization as a process of modernization », *Acta Politica*, 31(4), pp. 524-538.

intervenir les administrations et les acteurs industriels, mais marginalisant les autorités politiques, et *a fortiori* l'opinion publique. Ceci relève d'un paradoxe normatif – en termes démocratiques – puisqu'un consensus d'élites ainsi conçu, orienté ostensiblement vers l'intérêt général (en ce sens il y a bien homologie structurelle avec la *verzuiling*), ressemble fort à un processus de privatisation de l'intérêt public. Nous verrons que les Pays-Bas n'y font traditionnellement pas exception. Au-delà de l'aspect normatif, il est cependant intéressant de s'interroger sur la stabilité d'une telle configuration. Un facteur d'instabilité – ce n'est pas forcément le seul, mais il est abondamment illustré aux Pays-Bas – est l'environnement, considéré moins dans sa dimension idéologique que dans sa dimension politico-administrative concrète d'aménagement du territoire. Son irruption est facteur potentiel de paralysie, et inversement la constitution de « réseaux » est un mécanisme pour essayer de le canaliser. Cette hypothèse reste ici tout à fait sous-développée, et le contenu empirique de l'étude lui est largement indifférent, mais le cas du gaz peut au moins servir à affiner les interrogations sur les rapports entre État et système politique néerlandais.

II.– LE DEVELOPPEMENT HISTORIQUE DE L'INDUSTRIE GAZIERE NEERLANDAISE

De faibles quantités de gaz sont produites sur le territoire néerlandais dès 1950, mais c'est seulement dans les années soixante que l'industrie connaît un véritable essor. Ainsi, en 1960, le gaz naturel ne représente que 1% de la consommation néerlandaise d'énergie primaire. Aux Pays-Bas comme dans les autres pays riverains de la mer du Nord, le développement du gaz se situe au carrefour d'un contexte géologique favorable et d'un ensemble complexe de considérations politiques, dont la dynamique aide à comprendre les évolutions ultérieures.

L'économie politique du gaz naturel et des combustibles concurrents

Pour l'industrie pétrolière, le gaz naturel apparaît souvent comme un produit à problème. En effet, le pétrole brut, étant liquide, peut en général être stocké facilement et transporté sur de longues distances à un coût relativement faible. Le gaz, au contraire, est difficile à stocker. Il ne peut l'être en grande quantité que dans des réservoirs souterrains – de fait soit les champs de gaz eux-mêmes, soit leurs équivalents artificiels, c'est-à-dire des couches aquifères perméables dans lesquelles le gaz peut être injecté, et dont les conditions de pression permettent le soutirage contrôlé. De même, il est coûteux à transporter. Sous forme gazeuse, il requiert des infrastructures fixes qui, outre leur coût, rattachent de manière inflexible un site de production à un client (ou à un ensemble de clients) donné. Sous forme liquide, à -170° C environ, il gagne en flexibilité, puisque les infrastructures (navires en pratique,

mais d'autres vecteurs sont en théorie concevables) sont mobiles, mais il requiert alors en contrepartie un traitement lourd de liquéfaction/regazéification aux deux nœuds de la chaîne logistique. A titre d'ordre de grandeur, on peut considérer que le coût du transport du pétrole brut sur longue distance représente 5 à 10% de sa valeur, alors que le rapport pour le gaz serait plus proche de 50%. Par ailleurs, si la composition exacte du pétrole brut n'affecte généralement pas son exploitation, mais se reflète simplement dans sa valeur marchande, les impuretés qui peuvent être naturellement présentes dans le gaz constituent potentiellement une charge technique et commerciale considérable : le sulfure d'hydrogène (H₂S), toxique et corrosif pour les équipements métalliques, le gaz carbonique (CO₂), et dans une moindre mesure l'azote (N₂). Enfin, si les produits pétroliers raffinés bénéficient pour des raisons techniques et historiques d'un important marché quasi captif – le transport routier –, le gaz naturel n'a pas véritablement d'usage où il soit incontournable.

Pour toutes ces raisons, l'exploitation commerciale de découvertes gazières requiert des conditions commerciales – et donc aussi politiques et juridiques – complexes en l'absence desquelles des quantités d'hydrocarbures même très importantes peuvent être considérées comme littéralement sans valeur. Pour ne prendre qu'un exemple, l'exploration sur la côte nord de l'Alaska a révélé à la fois de vastes réserves pétrolières, développées dans les années soixante-dix malgré leur éloignement et les conditions climatiques extrêmes, et des ressources gazières d'ampleur comparable qui sont à ce jour intactes, et que les sociétés concessionnaires ne considèrent même pas comme « réserves »⁷. Il en résulte également que, pour autant que la connaissance géologique permette de différencier les potentiels pétrolier et gazier, l'activité d'exploration tend à délaisser le gaz quand l'ensemble des conditions favorables n'est pas réunie. Enfin, la production de pétrole implique toujours la production associée d'une certaine quantité de gaz qui doit nécessairement être soit brûlée, soit commercialisée, soit réinjectée dans le réservoir. On peut trouver des cas où, ces solutions étant respectivement interdite, impossible, et trop coûteuse, le problème du gaz a empêché ou retardé l'exploitation, par ailleurs économiquement avantageuse, de ressources pétrolières.

Tout cela explique que la reconnaissance du potentiel gazier néerlandais n'aurait pas nécessairement en elle-même stimulé l'exploration. Il a fallu que s'y ajoute une double logique politique, où le gaz apparaissait comme pouvant avantageusement remplacer le charbon, puis le pétrole⁸. Le charbon était vulnérable à deux titres : d'une part à

⁷ La notion de « réserves » a dans l'industrie pétrolière un sens technique précis, qui représente de surcroît, pour toutes les sociétés qui appliquent les normes américaines – *Federal Accounting Standards* et règles de la *Securities and Exchange Commission* –, une obligation comptable. Les « réserves » dans ce sens correspondent aux quantités que l'on est à peu près sûr de pouvoir produire avec les infrastructures existantes et dans les conditions techniques et commerciales actuelles. Il ne s'agit donc ni des quantités physiquement présentes dans le sous-sol (« en place », dans le jargon industriel), dont, pour des raisons physiques incontournables, la récupération ne peut jamais être intégrale ; ni des quantités techniquement récupérables ; ni même d'une estimation vraisemblable des quantités qui seront effectivement produites.

⁸ Le statut dérivé de la politique gazière, où des considérations relatives au pétrole et au charbon – et plus tard au nucléaire – apparaissent dominantes, n'est pas une particularité néerlandaise. Pour des exemples dans le même sens à propos d'autres pays européens, voir Nigel Lucas, *Western European* Les Etudes du CERI - n°40 - avril 1998

cause des effets écologiques de sa consommation résidentielle, d'autre part à cause des niveaux de subvention nécessaires pour en maintenir la production. En outre, les ressources néerlandaises étaient relativement réduites et de qualité médiocre⁹, de telle sorte que l'option d'une politique « nationale » fondée sur le charbon pour répondre aux besoins d'énergie d'une économie en forte croissance n'était guère disponible, fût-ce dans les seules centrales thermiques où l'impact écologique du charbon est plus facile à gérer. Par conséquent, la reconversion de la région minière – le Limbourg, dans l'extrême sud-ouest du pays – a pu être entreprise plus tôt et avec moins de heurts que dans les pays voisins, et en tout cas sans jamais constituer une contrainte majeure pesant sur la politique énergétique d'ensemble.

Le cas du pétrole était plus complexe, dans la mesure où intervenaient, jusqu'à la fin des années soixante, deux logiques contradictoires.

D'une part, le pétrole était apparemment abondant et son prix baissait régulièrement en termes réels. C'était une énergie d'une grande flexibilité, puisque, après raffinage, il permettait de répondre à toute la gamme des besoins de l'économie : transport routier (essence et gasoil¹⁰), transport aérien (kérosène), chauffage (fuel domestique), chaleur et vapeur industrielles (fuel lourd), production d'électricité (fuel lourd également), sans parler de toute une série de produits spéciaux (lubrifiants ou bitumes, ainsi que l'éthylène, matière première de toute la chaîne des plastiques). Enfin c'était une énergie très largement contrôlée par l'Europe et l'Amérique du Nord, puisque la production était soit indigène (aux États-Unis), soit, sauf au Mexique depuis 1938, au mains de quelques grandes multinationales organisées en cartel et très liées à leurs pouvoirs publics respectifs¹¹ ; et le raffinage était situé dans les régions de

Energy Policies. A Comparative Study, Oxford, Clarendon Press, 1985.

⁹ Il y a d'ailleurs un lien géologique direct entre l'importance des ressources gazières et le déficit en houille. En effet les couches carbonifères – terme qui renvoie à l'ère géologique de leur constitution, ainsi nommée précisément parce qu'elles contiennent du charbon – sont aux Pays-Bas la principale source du gaz, même si ce sont des couches plus récentes qui servent de réservoir. Mais ceci implique nécessairement qu'elles soient enfouies à des profondeurs (4 500 à 6 000 m) trop importantes pour que le charbon qu'elles contiennent puisse être exploité de manière conventionnelle. Inversement, les mêmes couches à profondeur plus réduite dans la Ruhr, le sud de la Belgique, le Nord-Pas-de-Calais ou le nord de l'Angleterre ne contiennent du méthane (CH₄, composant principal du gaz naturel : c'est le fameux grisou) qu'en quantité assez faible et en « poches » difficilement exploitables – et notoirement dangereuses dans le cadre de l'activité minière. Avec l'abandon des houillères, le développement de techniques permettant l'exploitation commerciale du méthane piégé dans les couches est un enjeu important mais qui, pour les raisons qui viennent d'être indiquées, ne concerne justement pas les Pays-Bas.

¹⁰ J'écarte volontairement ici le terme français officiel « gazole », pseudo-mot faussement composé, sans étymologie, et qui ne rend même pas la prononciation du terme anglais sur lequel il est censé se calquer. Il en sera de même pour « fioul », qui a au moins le mérite de se prononcer à peu près correctement.

¹¹ Il s'agit des « Majors » dans le jargon de l'industrie, ou des « sept sœurs », d'après le titre d'un ouvrage célèbre (Anthony Sampson, *The Seven Sisters. The Great Oil Companies and the World they Made*, Londres, Hodder & Staughton, 1975) : les sociétés américaines Exxon, Mobil, Texaco, Chevron et Gulf, ainsi que British Petroleum, Shell et, dans une moindre mesure, la Compagnie française des pétroles – « huitième sœur » et ancêtre de l'actuel Total – alliée des Majors par sa présence en Iran, en Irak et à Abou Dhabi.

consommation et contrôlé par les mêmes acteurs.

D'autre part, les avantages en termes de prix et de contrôle politique étaient manifestement temporaires. Dès 1959, inquiet devant une dépendance pétrolière croissante, le gouvernement américain interdit l'exportation de brut et impose un contingentement des importations. La création en 1960 de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)¹² y est indirectement une réponse, mais prolonge également des luttes politiques pour le contrôle des ressources d'hydrocarbures qui ont déjà provoqué des crises au Venezuela (renégociation de la fiscalité en 1938 et 1948), en Iran (expropriation de BP en 1953), en Indonésie (expropriation de Shell en 1958, ce qui explique qu'il y ait une sensibilité néerlandaise particulière à cette question), ainsi qu'au Mexique déjà cité. Curieusement, le contexte immédiat de la création de l'OPEP est la reprise d'importantes exportations soviétiques qui provoquent l'érosion des prix, ce qui a sans doute empêché les gouvernements et les opinions publiques de voir clairement les prémices de l'éventuel choc pétrolier. Pourtant la progression de la consommation, voisine de 10% par an, ne pouvait être maintenue indéfiniment, sauf miracle géologique. La menace pour le cartel, et donc pour le contrôle politique du marché pétrolier, est cependant transparente. Les pays de l'OPEP exigent une fiscalité plus avantageuse (le partage des profits est en général très en-deçà du principe du « 50/50 » appliqué au Venezuela depuis 1948, qui reste pourtant encore très favorable aux multinationales), et l'objectif ultime de la nationalisation est progressivement affiché. La course pour mettre en valeur de nouvelles provinces pétrolières dans les années soixante – l'Alaska, la mer du Nord, la Libye, le Nigéria... – répond dans une certaine mesure à l'aspect géopolitique du problème (illustré par la première tentative d'embargo de l'OPEP au moment de la guerre des Six Jours en 1967), mais c'est au prix d'une perte de contrôle sur le marché lui-même. Même si les Majors jouent un rôle majeur, justement, dans les nouvelles provinces, ils sont incapables de s'en assurer le monopole devant l'activisme des sociétés américaines précédemment privées d'activité internationale (Arco, Amoco, Occidental, Conoco, Phillips...) et des sociétés nationales européennes (l'ERAP française, ancêtre d'Elf-Aquitaine, et l'ENI italienne notamment). La « commodification » du pétrole, sur laquelle la volonté de cartélisation de l'OPEP se brisera aussi, est en marche.

Quand survient le premier « choc pétrolier » en 1973, à la faveur de la guerre du Kippour mais surtout à la suite du boom inflationniste de 1969-73, les pays consommateurs sont durement touchés. Sans doute l'accoutumance à la drogue économique qu'a été le pétrole bon marché explique-t-elle une certaine myopie des politiques énergétiques, mais les délais de mise en œuvre des options non pétrolières y sont aussi pour beaucoup. D'ailleurs, la rapidité du retournement du marché pétrolier, entériné par le « contre-choc » de 1986, et le caractère très éphémère de la mainmise de l'OPEP, résultent du fait que, dans de nombreux pays, un certain nombre de choix avaient été faits dès les années soixante. La politique nucléaire civile est la plus connue de ces options, mais l'essor plus discret du gaz naturel dans les usages

¹² Les cinq membres fondateurs sont l'Arabie Saoudite, l'Iran, l'Irak, le Koweït et le Venezuela, qui représentent alors 80% des exportations mondiales de pétrole brut.

résidentiels (chauffage, cuisson et sanitaire) est également d'une grande importance. C'est dans ce contexte que doivent se comprendre les origines de la politique gazière néerlandaise.

Groningue, clef de voute de la politique gazière néerlandaise

Dans les années cinquante, Shell et Exxon, actionnaires à égalité de la société commune *Nederlandse Aardolie Maatschappij* (NAM), sous l'*operatorship* de Shell, explorent le nord-est du pays, autour de la ville de Groningue. En 1959, un forage d'exploration à Slochteren, qui est un échec en ce qui concerne le pétrole, rencontre du gaz dans les couches plus profondes du Rotliegend¹³. Les travaux ultérieurs de délimitation établissent qu'il s'agit d'un champ géant, dont le développement est d'autant plus aisé qu'il peut être entièrement réalisé à partir d'installations à terre (« onshore », dans le jargon industriel qui sera utilisé ici, par opposition à « offshore »). Les réserves (au sens strict) du champ de Groningue sont actuellement estimées à environ 2 730 milliards de m³ « standard »,¹⁴ dont 1 160 restant à produire au 1^{er} janvier 1997¹⁵, l'espérance de la production résiduelle s'élevant à la même date à 1 281 milliards de m³ (G.m³, selon l'usage industriel qui sera adopté désormais ici). Ces chiffres étant abstraits, on peut les ramener à des comparaisons peut-être plus parlantes. Ils représentent environ dix fois le champ de Lacq, qui du point de vue français a constitué une découverte de grande taille. Ou encore quelque 70 années de consommation néerlandaise au rythme actuel. Ou encore 2 400 millions de « tonnes équivalent-pétrole »¹⁶, c'est-à-dire à peu près le quart du champ saoudien de Ghawar (qui contient environ 20% des réserves de l'Arabie Saoudite). Ou encore un chiffre d'affaires potentiel (en retenant à titre indicatif une valeur de 15 \$ par baril, proche des prix actuels) de 265 milliards de dollars.

Que ces chiffres soient ou non éclairants, l'exploitation de Groningue était, dès la présentation par NAM d'une demande de concession en 1961, une question politique de première ampleur, où l'enjeu essentiel du point de vue politologique – les luttes autour de la notion et de la définition de l'« intérêt public » – occupaient une place centrale. Fait inhabituel, d'ailleurs, la demande de concession donne lieu à un véritable

¹³ C'est pourquoi aussi bien le champ de Groningue lui-même que le Rotliegend, y compris en-dehors de la concession de Groningue, sont parfois appelés « Slochteren », ce qui peut être facteur de confusion.

¹⁴ La mesure d'un volume de gaz n'a pas de sens si l'on n'en précise pas les conditions de température et de pression. La norme américaine « standard » se définit par une pression de 1 bar et une température de 60° F, soit environ 15° C. Dans la plupart des pays européens, on utilise plutôt le m³ « normal », mesuré à 1 bar et 0° C. Pour un gaz donné, l'énergie contenue dans un m³ « standard » est inférieure de 5% à peu près à celle contenue dans un m³ « normal ».

¹⁵ *Olie en gas in Nederland. Opsporing en winning 1996*, Ministerie van Economische Zaken, mai 1997, p. 25.

¹⁶ La « tonne équivalent-pétrole » (tep) est une unité d'énergie définie comme la teneur énergétique d'une tonne de brut « moyen », soit 45 GJ (milliards de Joules).

débat parlementaire autour d'un rapport officiel du ministère des Affaires économiques. Ceci souligne la nécessité d'inventer un cadre industriel et réglementaire, et le caractère politique du choix.

Première question : quels acteurs ? C'est-à-dire, en pratique, quels rapports entre l'exploration-production, d'une part, et la commercialisation d'autre part ; quelle structure pour la commercialisation ; quel rôle pour l'État à chacun des niveaux, et quelle organisation des compétences étatiques ? Considérées de manière comparative, les réponses néerlandaises sont originales à plusieurs titres¹⁷.

Tout d'abord, il faut rappeler la spécificité de Shell, opérateur et copropriétaire de NAM. On a coutume de présenter Shell comme une multinationale anglo-néerlandaise, ce qui est à la fois vrai et trop simple. En réalité, toutes les sociétés industrielles du groupe Royal Dutch / Shell (c'est la désignation correcte) sont contrôlées juridiquement par deux holdings en théorie totalement indépendantes : Royal Dutch qui détient 60% des parts, et Shell qui détient 40%¹⁸. Étant donné que ces holdings ont pour seuls actifs leurs actions dans le groupe Royal Dutch / Shell, elles sont en dernière analyse des miroirs l'une de l'autre, mais leur existence séparée n'a rien de fictif. En particulier, leurs actions respectives peuvent évoluer de façon divergente, puisque leurs monnaies de compte sont différentes (florin pour Royal Dutch, livre sterling pour Shell, d'où des effets de change complexes selon l'évolution des deux devises par rapport au dollar), de même que leurs politiques de dividendes. Royal Dutch est une société privée, mais son plus gros actionnaire (avec plus de 20% des parts) est la Couronne néerlandaise – ce qui, à la différence du cas britannique, n'est nullement synonyme d'État néerlandais. Royal Dutch a toutefois toujours été étroitement lié à l'État néerlandais – comme d'ailleurs Exxon au Département d'État américain –, dont il apparaît, paradigmatiquement en Indonésie, comme le « bras pétrolier ». Enfin l'immense importance des activités de Shell pour les Pays-Bas, qui vont évidemment très au-delà du gaz de Groningue, et les avantages retirés de cette position dominante, notamment en matière fiscale, créent entre les pouvoirs publics et la société une situation de dépendance réciproque qui interdit de considérer Shell comme un simple groupe pétrolier. En d'autres termes, si c'était Exxon seul qui avait fait la découverte de Groningue, les options de politique énergétique auraient certainement été différentes.

Ensuite, les traditions de l'État néerlandais tendaient naturellement à une solution de diversification institutionnelle, inscrite dans la logique de dispersion du pouvoir et de cloisonnement qu'illustre la *verzuiling*, ainsi que dans les pratiques étatiques concrètes, notamment l'éclatement de la fonction publique centrale en corps ministériels étanches. Enfin, devant l'immensité des ressources – surtout compte tenu de la taille du pays – se posait un problème d'équilibre institutionnel, qui apparaît plus clairement avec le recul et dans un cadre comparatif, mais qui pouvait tout de même

¹⁷ Pour une analyse très détaillée, voir B.G. Taverne, *Beginnselen en voorbeelden van regelgeving en beleid ten aanzien van de opsporing en winning van aardolie en aardgas*, Delft, Delftse Universitaire Pers, 1993.

¹⁸ Certaines filiales peuvent être cotées en bourse – c'est le cas de Shell France – et dans ce cas le rapport 60/40 ne concerne que les actions non détenues par le public.

être perçu dès les années soixante. Un contrôle intégralement privé du gaz – fût-il délégué à Shell – aurait été manifestement inacceptable (comme au Danemark, où, plus par hasard que par choix politique, une telle situation est apparue), mais un contrôle confié à une agence ou une société nationale unique risquait de créer un État dans l'État qui, surtout dans un secteur de haute technicité où la maîtrise de l'information est critique, échapperait à toute supervision politique et administrative. L'État norvégien a, dans les années soixante-dix, créé avec Statoil un « bras pétrolier » qui tend à devenir trop lourd pour son corps : l'État néerlandais a eu le souci d'éviter que cela se produise.

Première décision importante, prise dès le début de l'exploitation gazière (la production démarre, à un rythme d'abord modeste, en 1963) : séparer la commercialisation à la fois de l'exploration-production et de la distribution, sans toutefois les opposer. A donc été créée en 1963 une société spécifique, Gasunie (la *Nederlandse Gasunie*, ou Union gazière néerlandaise), chargée d'acheter le gaz aux producteurs, de conclure des contrats de vente avec des clients (aux Pays-Bas et à l'étranger) et de gérer l'ensemble des infrastructures (de traitement, de transport, de stockage...) et des outils commerciaux permettant l'adéquation de la production et de la consommation. A la différence de son homologue britannique British Gas, Gasunie est exclue de toute activité d'exploration-production. Sans intégration verticale formelle, toutefois, la solidarité de Gasunie avec son amont et son aval est marquée. Tout d'abord, Gasunie se voit accorder une rémunération à marge fixe, sous forme d'un bénéfice annuel (au sens comptable, donc après déduction des amortissements) périodiquement révisé, qui lui impose une opération commerciale, mais garantit que l'optimisation de ses activités profite au premier chef aux producteurs et aux consommateurs, selon des modalités à définir (qui seront précisées ci-après). Ensuite, NAM prend une participation de 50% dans Gasunie, et des obligations réciproques de service public en matière de consommation résidentielle sont imposées à Gasunie et aux distributeurs, qui sont en général en situation de monopole local.

Deuxième décision, au moins par défaut : ne pas créer un ministère de l'Énergie, ni un pôle politico-administratif industriel dont l'énergie ferait partie (comme c'est le cas en France ou au Royaume-Uni). Il n'y a pas en tant que tel de ministère de l'Industrie aux Pays-Bas, et la responsabilité de la supervision énergétique est confiée au ministère de l'Économie (*Ministerie van Economische Zaken*, MEZ).

Troisième option, dont l'importance n'apparaîtra que progressivement et qui demande simplement à être mentionnée ici : la volonté de favoriser la concurrence dans le secteur de l'exploration-production et de faire appel pour ce faire aux multinationales plutôt que d'essayer de créer des sociétés néerlandaises publiques ou privées de toutes pièces. Ce choix, qui apparaît raisonnable du point de vue de l'État néerlandais par comparaison avec d'autres pays producteurs, correspond également aux intérêts de Shell, qui voit se consolider sa position dominante.

Les véritables acteurs de la politique gazière sont donc, au moins dans un premier temps, l'État « financier » et Shell, le processus politique intervenant, pour l'essentiel, pour avaliser un cadre déjà convenu. Cette configuration – notamment l'absence d'un lobby « industriel » à proprement parler – aide à comprendre les choix politiques,

surtout compte tenu des capacités limitées d'absorption du marché néerlandais comparées à l'ampleur des ressources en jeu. Les données du problème sont relativement simples. Groningue étant capable de produire pendant une très longue période plusieurs dizaines de milliards de m³ par an, un développement techniquement optimal suppose une pénétration maximale du gaz naturel dans la consommation résidentielle et tertiaire, ce qui passe par le rééquipement des ménages, des entreprises et des administrations précédemment chauffés au charbon ou au fuel domestique. Ce secteur « de base » étant acquis, reste à répondre à quatre questions :

(a) exporter ou ne pas exporter, sachant que, pour toutes les raisons déjà exposées, le gaz néerlandais rencontrait un intérêt important dans les pays voisins ;

(b) promouvoir ou non d'autres usages du gaz : comme combustible pour les centrales thermiques, comme matière première pour l'industrie chimique (le secteur des engrais notamment), comme combustible pour des usages industriels indifférenciés ;

(c) quelle politique de prix ?

(d) quel usage des recettes gazières, les acteurs intéressés par ce choix étant évidemment beaucoup plus diversifiés ?

Pour pouvoir répondre à ces questions, encore faut-il les ordonner. L'origine de la « maladie néerlandaise », à supposer que l'expression soit pertinente, se trouve peut-être dans l'option technico-commerciale initiale, par suite de laquelle les recettes peuvent apparaître comme une « manne »¹⁹, c'est-à-dire comme purement extérieures au processus politique, voire, en quelque sorte, comme « gratuites », plutôt que comme l'effet d'un choix politique global, où l'usage de la rente est une considération au même titre que les éléments industriels. Il faut dire, cependant, d'une part qu'un tel choix global paraît hautement improbable dans le contexte libéral représentatif, et d'autre part que, hypertrophie de l'État-providence ou non, la politique néerlandaise apparaît fort défendable comparée à celle d'autres pays placés dans des situations analogues – notamment, en Europe du Nord-Ouest, celles du Royaume-Uni, de la Norvège ou du Danemark.

La logique de cette « option technico-commerciale » a constamment été d'essayer de déterminer un rythme optimal de déplétion des réserves et, à partir de là, de mettre en œuvre les politiques susceptibles d'en permettre la réalisation. Si les réponses ont varié, c'est que plusieurs variables d'environnement ont changé, modifiant du même

¹⁹ Ainsi, les recettes gazières sont toujours désignées comme « manne » par Christophe de Voogd (*Histoire des Pays-Bas*). Ce choix de vocabulaire, absurde d'un point de vue technico-industriel, n'en est pas moins profondément significatif sur le plan politique.

coup l'appréciation de l'« optimalité » et, par ailleurs, que le réseau de politique publique s'est progressivement complexifié.

La première réponse a résulté d'une interaction simple entre l'État et NAM, dont le paramètre essentiel était que le gaz naturel disposait d'une « fenêtre » pour se substituer au pétrole, avant que ne prennent le relais des sources d'énergie non fossiles plus ou moins illimitées, au premier chef la fission nucléaire, elle-même relayée à terme par la fusion²⁰. Autrement dit, il fallait développer rapidement le gaz de Groningue pour atteindre les niveaux de production les plus élevés compatibles avec la gestion techniquement raisonnable du réservoir, en sachant que le gaz resté en terre au-delà d'une certaine date – inconnue mais supposée proche – n'aurait plus de valeur du tout. Le marché néerlandais étant inévitablement limité, même en stimulant tous les usages, il fallait donc créer d'importants marchés à l'exportation. De fait, selon des données quantitatives qui n'étaient pas disponibles au début des années soixante (et qui résultent, en ce qui concerne la consommation, d'un sentier de croissance sinueux qui n'aurait pu être prévu), nous pouvons valider cette dernière hypothèse, Groningue pouvant produire durablement environ 80 G.m³ par an, alors que le marché néerlandais, sauf bouleversement technologique, paraît à peu près saturé à son niveau actuel d'environ 40 G.m³ par an. La politique de prix résultait de ces objectifs. Il fallait en effet vendre le gaz moins cher que les produits pétroliers dans chaque secteur de consommation pour en promouvoir la pénétration. Dans un marché véritable, ceci signifierait vendre à tous les consommateurs au prix du produit pétrolier concurrent le moins valorisé, c'est-à-dire le fuel lourd, ce qui reviendrait à « brader » le gaz, et n'aurait sûrement pas été accepté par les producteurs. Le problème se posait toutefois en des termes différents puisque, en partie pour les raisons technico-économiques déjà mentionnées, en partie pour des raisons institutionnelles, il n'existait aucun marché international du gaz. Il était donc possible à Gasunie, comme à ses clients potentiels à l'étranger (Gaz de France en France, Distrigaz en Belgique, Ruhrgas en Allemagne...), de différencier les prix selon les segments de marché : un peu moins cher que le fuel lourd pour les consommateurs industriels ou électriques, un peu moins cher que le fuel domestique pour les consommateurs résidentiels et tertiaires. Nous verrons que les exigences nouvelles de concurrence et de transparence, sous l'égide de la Commission européenne, mettent actuellement le système néerlandais sous pression, mais dans les années soixante tout était plus simple. On aboutit donc très naturellement au noyau de la politique de prix néerlandaise qui est le principe du « netback » : le prix effectif reçu par le producteur est le prix moyen à la consommation, diminué de la marge fixe de Gasunie et des coûts de transport. Enfin, dernier axe de la politique : la décision de gérer dans une large mesure au niveau du réservoir de Groningue lui-même la forte saisonnalité de la consommation qui, en raison du chauffage, varie, en Europe du Nord, du simple au quintuple entre l'été et l'hiver. Cela représente un surcoût considérable, puisqu'il faut prévoir des puits de

²⁰ Aujourd'hui, cela peut prêter à sourire. Mais c'était à l'époque un avis généralement partagé. Annonçant en 1964 une extension du programme nucléaire britannique, le premier ministre Harold Wilson avait évoqué publiquement la perspective d'un courant « trop bon marché pour être facturé ».

production qui ne sont utilisés qu'en hiver, et dimensionner les gazoducs en fonction d'une capacité maximale très rarement atteinte. Dès lors qu'il était techniquement viable, cependant, ce rôle de « poumon » était considéré comme nécessaire, aussi bien chez NAM qu'au niveau de l'État, à la valorisation du gaz de Groningue. Ce principe, et les infrastructures qui en résultent, seront essentiels pour les évolutions ultérieures de la politique gazière.

Cet ensemble de principes étant cohérent et répondant aux intérêts de tous les intervenants, la politique a pu être mise en œuvre de manière très efficace. D'importants contrats d'exportation sont conclus avec les pays voisins. D'ailleurs, le gaz néerlandais fait figure de norme. Avec une teneur en azote d'environ 15% (et donc un pouvoir calorifique inférieur d'autant à celui d'un gaz pur), le gaz de Groningue n'a pas eu à s'adapter, mais a simplement redéfini le marché à son image. Ainsi en France, où le gaz de Groningue permet le remplacement du gaz de ville par le gaz naturel dans tout le nord du pays. Incompatible pour des raisons de sécurité avec le gaz de Lacq, à pouvoir calorifique supérieur, qui dessert le sud du pays, il impose la création d'un réseau distinct, avec ses propres stockages et gazoducs, et pendant longtemps ses appareils ménagers spécifiques. Le gaz devient le combustible universel pour les besoins résidentiels aux Pays-Bas, et prend progressivement la moitié du marché de la production électrique. Dans l'industrie néerlandaise, trois secteurs en particulier profitent de la disponibilité de gaz bon marché : la chimie, la culture sous serre et le raffinage. La production de Groningue passe de 62 M.m³ en 1963 à 6,4 G.m³ en 1967, 32,4 G.m³ en 1970 et 89,5 G.m³ en 1975. La part du gaz dans la consommation néerlandaise d'énergie primaire atteint quant à elle 50% environ. Les recettes que l'État a tirées de cette production (en gros 15 à 20% du budget entre 1974 et 1985) ont contribué de façon décisive au développement très rapide des dépenses sociales pendant la période, mais l'argument traditionnel selon lequel elles en seraient la cause demande au moins à être précisé. Après tout, rien ne prouve qu'en l'absence du gaz, les dépenses n'auraient pas progressé aussi vite, ni que les contribuables n'auraient pas accepté des impôts plus lourds au nom de la solidarité collective. De surcroît, la bonne santé macro-économique des Pays-Bas après le contre-choc pétrolier de 1986, qui ampute mécaniquement les recettes budgétaires du gaz, ne fait pas penser à l'Arabie Saoudite, ni même à la Norvège.

La régulation d'un secteur industriel

De toute façon, le souci, postérieur, de la « maladie néerlandaise » n'est pour rien dans les inflexions apportées à la politique gazière entre 1967 et 1976. Celles-ci répondent à trois séries de considérations :

- (a) l'abandon de l'idée d'une « fenêtre » pour le gaz, qui correspond à la crainte de la crise énergétique,
- (b) la nécessité de tenir compte, dans la définition de la politique gazière, des

ressources hors Groningue,

- (c) la nécessité de concevoir une politique pour un grand nombre d'acteurs sans relation privilégiée avec l'État, conséquence de la volonté de diversification conjuguée à la prospectivité de l'offshore néerlandais.

A cela on peut ajouter, mais de façon plus spéculative en l'absence d'éléments de preuve formelle, le souci proprement politique de ne pas sous-traiter intégralement la politique gazière néerlandaise à Shell. Que ç'ait été ou non une motivation, les mesures prises vont en tout cas dans ce sens.

La découverte de Slochteren a provoqué une vague d'intérêt pour le « bassin Sud » britannique²¹, où Shell a notamment été très actif, et qui a donné plusieurs découvertes gazières importantes au début des années soixante. Cela, à son tour, a montré la prospectivité de l'offshore néerlandais, et posé le problème du partage juridique de la mer du Nord entre pays riverains pour les besoins de l'exploitation des hydrocarbures, résolu en 1965 par une série de traités qui entérinent le principe de la souveraineté exclusive, au-delà des eaux territoriales, sur des zones définies par l'équidistance côtière et une limite extrême de 200 milles marins (qui ne joue jamais en mer du Nord). Par ailleurs, un certain nombre de sociétés étrangères se sont intéressées à l'onshore néerlandais, espérant trouver au sud-ouest de Groningue un prolongement des mêmes horizons géologiques. C'est notamment le cas, dès 1964, des sociétés françaises Elf et Total (pour leur donner leurs noms actuels), associées avec plusieurs petits partenaires français, encouragés par le gouvernement français à chercher des hydrocarbures dans des zones politiquement sûres et susceptibles d'approvisionner le marché intérieur.

Alors que le souci de la rareté des ressources n'est pas encore à l'ordre du jour, c'est donc pour encadrer un secteur qui ne se limite plus à la relation bilatérale entre l'État et Shell qu'est conçu le Décret royal de 1967, qui rénove complètement le cadre juridique de la loi de 1810, amendé en 1903, et les principes fiscaux définis en 1948 pour la production de pétrole onshore. Le contrôle de l'État sur les activités gazières est accru à plusieurs titres. Tout d'abord, l'ancien système de concessions perpétuelles est abandonné, et les nouvelles concessions se divisent en permis d'exploration, valables six ans seulement, et permis de production, attribués en général pour quarante ans, mais subordonnés à l'approbation par le MEZ des aspects techniques et commerciaux du plan de développement. Ensuite, l'État obtient le droit de participer à hauteur de 40% à tout développement gazier (droit qui, de fait, sera toujours exercé). Une participation analogue est négociée avec les concessionnaires de Groningue. Il est intéressant qu'aucun droit analogue ne soit prévu pour le pétrole : c'est le reflet à la fois d'une prospectivité pétrolière supposée faible et d'un accent politique mis sur le gaz, pour toutes les raisons qui viennent d'être développées. La participation de l'État,

²¹ On entend par là la zone de l'offshore britannique située en gros entre les embouchures de la Tamise et de la Humber, qui présente de nombreuses analogies avec l'offshore néerlandais, à la fois géologiquement et par des conditions d'exploitation relativement aisées pour la mer du Nord, avec des profondeurs d'eau inférieures à 50 m.

gérée initialement par la société minière nationale DSM (ce qui a l'avantage de permettre de financer en douceur, et de fait hors budget, la reconversion du Limbourg), n'a cependant pas vocation à déboucher sur l'*operatorship*. Les considérations, importantes en Norvège, de développement d'une base industrielle nationale, sont préemptées par la présence de Shell. Il n'en résulte pas moins que toute décision qui, aux termes de l'accord d'association pertinent, requiert l'unanimité ou une majorité qualifiée supérieure à 60% est exposée, en présence de DSM, à un veto de l'État qui ne nécessite aucune procédure administrative ou judiciaire particulière²². Enfin, les permis d'exploration offshore sont en principe désormais attribués (comme dans les autres pays de la mer du Nord) dans le cadre de *rounds*²³ et non plus de gré à gré.

Par ailleurs, le Décret définit de nouvelles règles fiscales, destinées à favoriser un partage de la rente plus favorable à l'État. A l'impôt sur les sociétés de droit commun s'ajoutent désormais un impôt pétrolier (*winstaandeel*, ou « participation aux bénéfiques ») calculé sur les seules activités d'exploration-production du contribuable et une redevance (*cijns*, ou « tribut ») assise (en gros) sur l'excédent brut d'exploitation, permis par permis et non pas société par société. N'étant pas rétroactive, la réforme ne concerne pas Groningue : autant dire que du point de vue du secteur gazier dans son ensemble, elle risque de rester sans objet. L'État impose donc une négociation à NAM, qui débouche en 1971 sur un accord – la *Meeropbrengstregeling Groningen* (« accord sur les contributions supplémentaires de Groningue », ce qui souligne son statut quasi contractuel). Son principe est que, au-delà d'un prix effectif du gaz indexé sur l'inflation, les recettes sont partagées dans un ratio 85/15 entre l'État et NAM. Ce ratio est conforme à ce que l'on rencontre dans les pays producteurs qui accordent des concessions sous le régime dit de « partage de production » : il souligne la différence fondamentale entre Groningue et le reste du gaz néerlandais – et donc aussi entre NAM et les autres acteurs industriels²⁴.

Le Décret de 1967 a fourni le cadre d'un accroissement considérable de l'activité d'exploration, qui a conduit à plusieurs découvertes significatives et à une importante diversification des acteurs industriels. Dans l'onshore, trois concessions entrent en production au début des années soixante-dix : Akkrum (Chevron), Bergen (Amoco) et Leeuwarden (Elf, Total et leurs partenaires, souvent appelés « groupe français »). Les

²² Au moment de la privatisation de DSM en 1988, ses prérogatives de représentant de l'État dans la production d'hydrocarbures seront transférées à une nouvelle société publique créée à cette fin : *Energie Beheer Nederland* (EBN), dont c'est la seule activité.

²³ La procédure consiste pour l'État à désigner un certain nombre de zones, appelées « blocs » en mer du Nord, comme susceptibles de faire l'objet d'une attribution de permis, et à inviter les sociétés à s'y porter candidates. Les enchères consistent en un engagement à effectuer certains travaux et, parfois, à verser un « bonus » financier. L'État n'a pas d'obligation à l'égard des candidats en ce qui concerne les critères de sélection. En particulier, une pratique fréquente consiste à subordonner l'attribution des blocs les plus intéressants à l'engagement d'effectuer des travaux dans des zones plus marginales. De même, des considérations d'équilibre peuvent amener l'État à ne pas retenir le mieux-disant.

²⁴ Les recettes de l'État au titre de la *Meeropbrengstregeling* ont été de 3 040 millions de florins en 1995, 2 850 millions en 1996 et 3 150 millions en 1997, soit chaque année 60% environ des recettes gazières spécifiques (hors impôt sur les sociétés) de l'État. (MEZ, *Memorie van toelichting bij de begroting van 1997* [document explicatif du budget 1997], p. 219).

réserves en jeu – 60 G.m³ environ au total – sont faibles au regard de Groningue, mais pas du tout négligeables dans l'absolu. Les trois champs représentent 3% de la production néerlandaise en 1975. Dans l'offshore, les premiers *rounds* voient apparaître quatre groupes qui se positionnent dans les zones les plus prospectives : un groupe conduit par NAM dans les blocs K8, K11, K14 et K15 ; un groupe alors conduit par Placid dans les blocs L10 et L11 ; le « groupe français » dans les blocs K6 et L7 ; et le groupe « Noordwinning », alors conduit par Pennzoil, dans le bloc K13. Ces quatre groupes (dont les membres ont souvent changé) continuent à être au cœur de l'offshore néerlandais, et ont (à l'exception du groupe Placid) considérablement accru leur domaine minier, même si d'autres acteurs plus petits les ont rejoints à la faveur des *rounds* des années quatre-vingt et de la grande vague de fusions, d'acquisitions et de cessions de la fin de cette décennie. Ils ont en effet tous réalisé des découvertes significatives au début des années soixante-dix qui commencent à produire, selon les cas, à partir de 1975, 1976 ou 1977, et dont la production réunie représente en 1980 10.7 G.m³, soit 12% du total néerlandais. En outre, les conditions juridiques et fiscales définies en 1967 atténuent fortement aux Pays-Bas, au moment du premier choc pétrolier, le débat politique brûlant sur les bénéfices exorbitants que les sociétés productrices tireraient de la hausse brutale des prix – débat qui, au Royaume-Uni et en Norvège, conduira à cette époque à un bouleversement radical.

Si cette politique peut apparaître comme un succès, parce que reposant sur un compromis raisonnable entre les intérêts public et industriel, elle n'en est pas moins profondément modifiée dès le lendemain du premier choc pétrolier. Il faut y voir, non pas une remise en cause de sa logique interne, mais plutôt une appréciation profondément modifiée de son contexte, qui passe par l'abandon de l'idée antérieure d'une « fenêtre » pour le gaz, laquelle justifiait une politique de développement aussi rapide que possible des ressources.

La problématisation écologique de l'énergie est antérieure au choc pétrolier. Elle est d'ailleurs indépendante, voire opposée, puisqu'après tout ce sont les chocs pétroliers, et les récessions qui leur ont été associées, qui ont conjuré la menace d'un épuisement rapide et inéluctable des ressources énergétiques. La prise de conscience semble dater du rapport du « Club de Rome » de 1970, qui a eu un immense impact aux Pays-Bas. A partir d'arguments notamment énergétiques et démographiques, ce rapport offrait à l'humanité une alternative tranchée : la « croissance zéro » ou la catastrophe écologique. Les raisons de la sensibilité particulière de l'opinion publique néerlandaise doivent rester spéculatives. En résumant les nombreux travaux sur la question, il semble qu'il faille y voir la conjonction de l'intérêt (l'extrême vulnérabilité de l'écosystème néerlandais) et de l'idéologie (le poids culturel d'une thématique, articulée par une interprétation de la théologie calviniste, du « paradis terrestre »). En outre, le moment est important : les vastes changements sociaux des années soixante ont érodé les cadres politico-idéologiques traditionnels – on y voyait à l'époque une *ontzuijing*, ou « déparlisation » : les études plus récentes nuancent le jugement mais ne l'infirmant pas – et laissé de ce fait un vide que l'écologisme pouvait combler²⁵. Quoi

²⁵ Sur ces différents points, voir par exemple C.P. Middendorp, *Ideology in Dutch Politics : the Democratic System Reconsidered, 1970-1985*, Assen, Van Gorcum, 1991 ; Paul Dekker & Peter Elster, Les Etudes du CERI - n°40 - avril 1998

qu'il en soit du mouvement général, le choc pétrolier transforme un souci de groupes contestataires bénéficiant de la sympathie de l'opinion publique en problème urgent de politique publique. Tout erronée que paraisse l'interprétation avec le recul, le choc est vécu comme mise en scène dramatique de la « crise énergétique », surtout aux Pays-Bas, touchés pendant l'hiver 1973-74 par un embargo spécifique sur les exportations de brut de la part des États de la Ligue arabe. De ressource transitoire à consommer avant qu'il se périsse, le gaz naturel devient brutalement ressource rare à ménager précieusement pour les générations futures.

Entre 1974, date de la parution du premier grand document de planification énergétique (*Energienota*) du MEZ, et 1976, date d'un nouveau Décret royal qui modifie les conditions juridiques et fiscales de l'activité d'exploration-production, la politique gazière est profondément repensée.

En raison de la centralité du souci environnemental, les réformes n'ont pas le caractère strictement corporatiste de la politique publique de la première génération. En pratique, cependant, les acteurs restent à peu près les mêmes. La possibilité d'une forte impulsion politique est restreinte par l'émiettement du système des partis – conséquence de la dépillarisation au moins au sens restreint de fidélité partisane confessionnelle – qui conduit à une série de gouvernements faibles, notamment le cabinet travailliste Den Uyl (1973-77). C'est ce qui explique, semble-t-il, que malgré une rhétorique très écologiste et hostile aux multinationales, le contenu des réformes néerlandaises soit en retrait par rapport à ce qui se passe dans les autres pays riverains de la mer du Nord à peu près au même moment. De même, le ministère de l'Environnement, récemment créé, n'est pas encore en mesure de s'imposer dans le réseau gazier – nous verrons qu'il en ira autrement à partir des années quatre-vingt. Enfin, les acteurs industriels ont des positions assez homogènes, qui convergent sur la prévisibilité des quantités produites et consommées. En matière de prix, en revanche, une divergence inévitable apparaît entre producteurs et consommateurs. Entre producteurs, on perçoit tout au plus un clivage assez naturel entre NAM – qui est plus qu'un producteur – et les autres. Aucune de ces tensions n'est toutefois assez forte pour que le principe corporatiste soit cassé par la mobilisation tactique d'intervenants extérieurs.

Le premier élément de réforme est la définition d'une nouvelle politique de déplétion, fondée sur le principe de la conservation de ressources capables d'assurer les besoins nationaux pendant une période aussi longue que possible : un horizon de 50 ans apparaît à la fois politiquement pertinent et techniquement crédible. (Le plan officiel de Gasunie, en revanche, révisé et publié chaque année, ne porte que sur 25 ans). Cela suppose de ménager Groningue, et donc de promouvoir le développement des autres champs, en abaissant le seuil de rentabilité économique. On pourrait imaginer de jouer sur les prix pour atteindre cet objectif, mais nous avons vu que la politique de prix reposait sur la concurrence avec les produits pétroliers et était encadrée par des

« Ideological identification and (de)pillarisation in the Netherlands », *Netherlands Journal of Social Sciences*, 26(2), 1990, pp. 168-195 ; M. Kent Jennings, « Partisan commitment and electoral behavior in the Netherlands », *Acta Politica*, 31(4), 1996, pp. 391-415.

contrats, notamment à l'exportation, qui ne pouvaient être modifiés unilatéralement et, compte tenu des intérêts des consommateurs, ne pouvaient guère être renégociés. Ce qui sert donc à favoriser la production hors Groningue est le principe d'une garantie d'enlèvement de la part de Gasunie. Tout producteur ayant fait une découverte a l'assurance de pouvoir développer son gaz aussi rapidement qu'il le souhaite et de le vendre à Gasunie à un prix connu, qui est en principe identique pour toute la production néerlandaise²⁶. En outre, les conditions de production sont favorables, puisque les producteurs ne subissent les contraintes d'équilibre du marché de Gasunie que sous une forme atténuée. Les enlèvements journaliers de Gasunie ne peuvent en effet varier, sauf circonstance exceptionnelle, qu'entre 30% et 150% (c'est ce que l'on appelle en jargon pétrolier le *swing*) d'une moyenne prévue par contrat et calculée à partir des réserves, l'enlèvement annuel devant normalement être égal à 365 fois cette moyenne. Or, nous avons vu que la modulation saisonnière effective des ventes de Gasunie est très supérieure. Des conditions encore plus favorables sont applicables aux « petits » champs (c'est-à-dire, au départ, dont les réserves sont inférieures à 4 G.m³), qui peuvent produire à un rythme forfaitaire indépendant de leurs réserves (souvent, en pratique, aussi vite que techniquement possible) et avec un *swing* inférieur. L'effet de cette politique est évidemment de subventionner les producteurs hors Groningue en pénalisant les propriétaires du gaz de Groningue, c'est-à-dire NAM et l'État. Elle est viable parce que, compte tenu d'une fiscalité moins lourde, NAM retrouve dans l'offshore plus ou moins ce qu'elle perd à Groningue. Quant à l'État, il ne fait qu'exprimer un choix clair de politique publique à long terme. Ici encore, la thèse de la « maladie néerlandaise » pose problème : il aurait été beaucoup plus facile d'oublier les petits champs et de dépléter Groningue le plus vite possible pour maximiser les recettes fiscales à court terme. D'un point de vue technique, cette politique peut être considérée comme un succès, puisque la production de Groningue diminue pour atteindre à la fin des années quatre-vingt 30 à 40 G.m³ par an, alors que la production nationale est à peu près stable.

En contrepartie de cette énorme subvention déguisée, la fiscalité est alourdie pour tous les permis postérieurs à 1976, le taux de l'impôt pétrolier passant de 50% à 70%. La participation de l'État passe quant à elle de 40% à 50%, y compris pour les développements pétroliers. En outre, l'État se fixe pour objectif de prendre 25% dans les développements pétroliers sous le régime de 1967, et cela sur une base « négociée ». Sans surprise, les négociations aboutiront toujours. Afin de permettre à Gasunie d'accomplir les tâches très lourdes dont elle est désormais chargée, sa position, de fait dominante, devient un monopole. Non seulement elle a un droit de « premier refus » pour tout gaz proposé sur le marché néerlandais, mais de surcroît les producteurs ne peuvent plus exporter directement. Ceci a soulevé des problèmes délicats dans la mesure où des contrats avaient déjà été conclus entre des sociétés françaises et Gaz de France, d'une part, des sociétés allemandes et Ruhrgas, d'autre

²⁶ Sauf pour les contrats conclus avant 1977, le prix est défini par une formule qui le relie aux produits pétroliers (fuel lourd et gasoil) évalués sur les marchés néerlandais et allemand. La formule est périodiquement révisée pour garantir, *de facto*, le même prix à tous les producteurs.

part. Non sans tensions diplomatiques, le gouvernement néerlandais a exigé et obtenu que ces contrats, tout en étant formellement maintenus, soient gérés par Gasunie et ne puissent être renouvelés.

Enfin, outre ces mesures fiscales et juridiques, de nouvelles options politiques, cohérentes avec elles, ont été retenues. D'une part, le principe d'un gel des exportations a été adopté (c'est-à-dire le strict respect des contrats existants jusqu'à leur expiration en 2017 au plus tard, à l'exclusion de toute option ou extension). D'autre part, il a été prévu de freiner l'usage du gaz dans les centrales thermiques en lui substituant le charbon importé et le nucléaire. Pour des raisons politiques, les investissements envisagés n'ont pu être intégralement réalisés, et la part du gaz est restée élevée, en dépit de son interdiction théorique dans la production électrique par l'Agence internationale de l'énergie en 1978.

Ce régime, résultat d'un compromis complexe, a longtemps offert aux Pays-Bas une stabilité enviable qui a favorisé le maintien d'un niveau élevé d'exploration et de développement malgré la prospectivité relativement réduite de la région – en termes, en tout cas, de taille des découvertes. Il est aujourd'hui soumis à des tensions industrielles, institutionnelles et politiques qui lui imposent d'évoluer.

III.– DIFFERENCIATION DES ENJEUX ET REMISES EN CAUSE DE LA POLITIQUE GAZIERE

A partir de 1995, le gaz, et d'une manière générale l'énergie, acquièrent une nouvelle visibilité politique. En décembre 1995, le MEZ publie son troisième « plan énergétique »²⁷ : il n'y en avait pas eu depuis 1979. Un important débat dans la presse en résulte, notamment sur le rôle des Pays-Bas dans les nouveaux marchés européens du gaz et de l'électricité. En parallèle se poursuivent des débats intenses sur les questions environnementales, depuis le plus global – la préparation de la conférence de Kyoto sur le changement climatique (décembre 1997) – jusqu'au plus local – la micro-activité sismique imputable (ou non) à l'exploitation gazière. En mars 1997 paraissent des propositions pour une nouvelle loi minière²⁸. Si le MEZ se targue, dans l'*Energienota*, de la stabilité que les Pays-Bas ont pu offrir depuis 1976, voire depuis 1967, à l'industrie pétrolière et gazière, il note également, dans le même document, que ce troisième plan est le premier à être publié alors qu'aucune crise énergétique internationale n'est en vue. Plutôt qu'une exceptionnelle vision stratégique de la part du ministère, il faut évidemment y voir le signe, non certes d'une crise, mais de tensions accumulées depuis plusieurs années et – plus intéressant du point de vue de l'analyse politologique – qui n'ont pu être efficacement gérées à l'intérieur du réseau

²⁷ *Derde Energienota*, Tweede Kamer der Staten-Generaal (deuxième chambre du Parlement), session 1995-96, document n° 24 525.

²⁸ *Concept voorstel voor een Mijnbouwwet*, MEZ.

constitué de la politique gazière. Je reviendrai d'abord sur ce réseau et sur les raisons de son évolution, pour ensuite analyser brièvement les enjeux actuels, en distinguant les questions juridiques et fiscales, qui restent pour l'essentiel en-deçà du débat politique, et auxquelles il faut rattacher pour l'analyse politologique certaines questions environnementales ; et celles que l'*Energienota* définit comme centrales, à savoir l'évolution institutionnelle des marchés et les questions écologiques « stratégiques ». Nous verrons qu'à certains égards les enjeux politiquement mineurs sont ceux qui ont la plus grande importance industrielle.

Acteurs et dynamiques d'interaction

Nous avons vu qu'il faut, à partir des années soixante-dix, tenir compte d'un quadrilatère dont les sommets sont le MEZ, NAM, Gasunie (contrôlée juridiquement et financièrement par les précédents, mais dotée d'une autonomie considérable compte tenu de son rôle technico-commercial), et les autres producteurs. *De facto*, le porte-parole de ces derniers, dont les intérêts sont dans l'ensemble convergents, tend à devenir le NOGEPA (*Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association*), dont sont membres tous les opérateurs, ainsi que quelques sociétés non opératrices importantes. NAM en faisant partie, il ne faut pas exagérer son autonomie, mais on constate que les participants les plus actifs y sont plutôt Elf, Wintershall (opérateur actuel du groupe Noordwinning), Amoco et Clyde. Les contacts directs entre les opérateurs et le Ministère sont évidemment fréquents, mais n'ont pas en général une portée politique.

Au cours des années quatre-vingt, cette géométrie relativement simple devient progressivement plus complexe. L'élément le plus important est la place croissante prise par le ministère de l'Environnement (*Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieuhygiëne* : VROM selon le sigle habituel, utilisé ci-après), qui comme dans d'autres pays a une orientation à certains égards anti-industrielle, et sert en tout cas – comme ministère de l'Aménagement du territoire (*ruimtelijke ordening*) – de point de fixation pour les opposants aux différents projets d'infrastructure. De surcroît, ce n'est pas uniquement une question de concurrence administrative. Si les aspects techniques de la politique gazière, surtout en ce qui concerne l'offshore, sont l'objet d'une ignorance et d'une indifférence massives, l'écologie est, comme nous l'avons vu, un souci brûlant pour une fraction importante de l'opinion publique. C'est surtout à partir de 1988 que son importance politique devient centrale, avec la publication du rapport *Zorgen voor morgen* (« Soucis pour demain ») de l'institut public, mais indépendant du Ministère, RIVM (*Rijksinstituut Volksgezondheid en Milieuhygiëne*). Ce rapport développe les arguments scientifiques qui fondent, face en particulier au problème du changement climatique, la recherche d'un développement économique « durable » (*sustainable*, au sens du rapport Bruntland). Le VROM s'en inspire pour la rédaction d'un plan environnemental national (*Nationaal Milieubeleidsplan*) en 1989. Le plan est l'occasion d'une crise politique, le parti libéral (VVD) refusant d'accepter la suppression des dégrèvements fiscaux pour usage professionnel d'une automobile, et

l'éclatement de la coalition gouvernementale conduisant à la dissolution du Parlement. L'élection de 1989 donne une place centrale à cette question, et la victoire des partis les plus « verts » débouche sur la publication d'un plan révisé plus ambitieux. Depuis, l'enjeu ne s'est guère apaisé, notamment à cause de la saillance de l'« effet de serre » et des changements climatiques qui pourraient lui être associés, fortement médiatisés par la Conférence de Rio de 1992 et par les suites qui lui ont été données. Inutile d'insister sur le sens particulier que prend aux Pays-Bas l'éventuelle remontée du niveau des mers, au-delà de la conscience écologique fortement développée d'une manière générale...

Pour toutes ces raisons, le VROM n'est lui-même qu'un nœud d'un réseau où interviennent également les groupes de pression, les municipalités et les tribunaux. En un mot, dans le domaine énergétique comme dans d'autres, une gestion corporatiste de la question environnementale paraît inconcevable²⁹. La présence sur la place publique – au Parlement et dans la presse – de questions sensibles comme le Waddenzee, le stockage ou les exportations de Gasunie (analysées de manière plus détaillée ci-après) témoigne de cette reconfiguration.

De manière mineure, mais tout de même significative, interviennent également d'autres facteurs. Tout d'abord, le MEZ n'est pas un acteur unitaire. L'énergie y relève du *Directoraat-Generaal voor Energie*, auquel sont rattachées plusieurs directions, dont la *Directie Algemeen Energiebeleid* (direction de la politique énergétique générale) et la *Directie Olie en Gas* (direction des hydrocarbures). C'est cette dernière qui exerce les fonctions réglementaires en matière d'exploration et de production, notamment l'attribution des concessions. Au deuxième niveau, existe donc la possibilité institutionnelle de tensions entre les hydrocarbures et les autres sources d'énergie (renouvelables notamment). Ce n'est pas à l'heure actuelle une question majeure, mais on peut tout de même en sentir la présence, par exemple entre les lignes de l'*Energienota* de 1995. Au premier niveau, les questions énergétiques en général peuvent de même se trouver en conflit avec les autres compétences du MEZ, notamment en matière de fiscalité de droit commun. En outre, deux organismes indépendants, en principe et en pratique techniques plutôt que politiques, ont un rôle : le *Rijks Geologische Dienst* (Service géologique national – chargé du suivi scientifique des activités minières) et le *Staatstoezicht op de Mijnen* (Administration de supervision des mines – chargé de la vérification de l'application de la législation sur la sécurité industrielle).

Ensuite, les acteurs industriels deviennent à la fois plus sensibles à leur environnement et plus différenciés. Comme dans d'autres pays, c'est leur politique de communication qui en témoigne. Le souci de l'opinion publique est avant tout l'affaire de NAM, en partie à cause des questions environnementales qui seront développées

²⁹ Pour des analyses dans ce sens tirées d'autres secteurs de l'économie néerlandaise, voir par exemple Michael J. Wintle & Rachel Reeve (eds.), *Rhetoric and Reality in Environmental Policy : the Case of the Netherlands in Comparison with Britain*, Aldershot, Avebury, 1994 ; Hans Bressers, Dave Huitema & Stefan M. M. Kuks, « Policy networks in Dutch water policy », *Environmental Politics*, 3 (4), 1994, pp. 24-51 ; Pieter Glasbergen (ed.), *Managing Environmental Disputes. Network Management as an Alternative*, Dordrecht, Kluwer, 1995.

ci-après, en partie à cause de différentes querelles industrielles où des divergences entre l'intérêt de NAM et l'intérêt général sont apparues de manière crue³⁰, et peut-être surtout à cause de l'impact international de l'affaire du Brent Spar en 1995-96³¹. Ce n'est en tout cas pas un hasard si l'on trouve dans la presse en 1995-96 un grand nombre d'articles quasi publicitaires vantant la compétence technique et la responsabilité de NAM. Au-delà des questions d'image, il y a également des divergences réelles sur les stratégies à adopter face à la libéralisation du marché du gaz. Aujourd'hui largement tacites, celles-ci vont certainement prendre davantage d'ampleur avec l'évolution de la réglementation, et les Pays-Bas connaîtront des clivages semblables à ceux qui se sont déjà manifestés au Royaume-Uni et en Norvège. Autant dire qu'un retour à la clôture corporatiste traditionnelle paraît tout à fait illusoire.

Les enjeux « infrapolitiques »

Le débat politique officiel, dont l'*Energienota* rend compte en même temps qu'il l'influence, ne s'intéresse guère aux problèmes juridiques et fiscaux de l'activité gazière, ni aux questions environnementales de proximité. Inversement, le projet de réforme de la loi minière a une visibilité politique très faible. Pourtant, avant même la réouverture du débat public, c'est dans ces deux domaines que la politique gazière avait connu des inflexions, parfois significatives, gérées pour la plupart dans le cadre corporatiste traditionnel.

Les enjeux juridiques et fiscaux répondent à un contexte économique et industriel modifié. Dans un contexte de prix pétroliers durablement bas – qui entraînent mécaniquement à la baisse les prix du gaz – et de prospectivité décroissante – les zones les plus fécondes des Pays-Bas ont été presque totalement explorées, et les zones nouvelles ont été dans l'ensemble décevantes –, le secteur est en voie de contraction. La concentration en témoigne, qui a vu de nombreuses sociétés se retirer depuis 1988, rachetées en général par des acteurs existants plutôt que par de nouveaux entrants. Plus inquiétant pour les autorités de tutelle, l'exploration se réduit. En ne comptant que l'offshore, 30 puits d'exploration ou de délinéation avaient été forés en 1986, année de l'effondrement des prix du pétrole. On passe à 26 en 1988, pour remonter à 47 en 1991, chiffre certes atypique. Ensuite, cependant, le déclin est saisissant : 20 en 1992, 13 en 1993, 11 en 1994, 8 en 1995³². Les objectifs à long terme de l'*Energienota* sont simples : maintien de la production autour de 80 G.m³ par

³⁰ Pour des raisons de confidentialité, il n'est pas possible d'en faire état ici de manière détaillée.

³¹ Il s'agit d'une plate-forme superflue sur le champ de Brent, dans le nord de la mer du Nord britannique, que Shell, opérateur pour le compte d'une association Shell/Exxon, se proposait de couler au milieu de l'Océan Atlantique. La mobilisation de Greenpeace contre ce projet a obligé Shell à reculer et a eu un impact très négatif sur l'image de la société, notamment aux Pays-Bas et en Allemagne.

³² *Olie en gas in Nederland. Opsporing en winning 1996*, p. 18.

an jusqu'en 2005, puis déclin graduel, au rythme de l'expiration des contrats d'exportation, pour atteindre à partir de 2018 le niveau de la consommation intérieure attendue à cette date, soit un peu plus de 50 G.m³³³. Encore faut-il à cet horizon trouver une dizaine de G.m³ par an de sources actuellement non identifiées, sans quoi un déficit apparaît avant 2010. Le niveau d'exploration de 1994-95 n'est guère susceptible de répondre à cette exigence.

A partir du début des années quatre-vingt-dix, le lobbying industriel est intense pour obtenir des aménagements, et les autorités y sont sensibles. La politique des « petits champs » de Gasunie est ainsi étendue à tous les champs de moins de 6 G.m³ (contre 4 précédemment), et les conditions de prix sont améliorées. Encore plus favorable pour bon nombre de producteurs, le principe des contrats « bloc » (couvrant l'ensemble des réserves d'un permis, alors que précédemment les contrats étaient généralement négociés réservoir par réservoir) est étendu, offrant une flexibilité de développement accrue pour les découvertes de petite taille. Les règles d'amortissement fiscal sont également modifiées, en partie sous l'effet de décisions de justice, ce qui améliore aussi, de manière largement invisible sur le plan politique, les conditions économiques de l'exploration-production. D'autres décisions, bien accueillies dans l'ensemble par l'industrie, conduisent à la quasi-suppression de la redevance et à la réduction à 40% de la participation optionnelle de l'État dans les permis issus du neuvième *round* (1996), qui sera le dernier, les permis étant désormais attribués en continu, et *de facto* le plus souvent de gré à gré. La refonte de la loi minière ne devrait pas affecter ces aménagements, ni d'ailleurs les améliorer davantage. Comme l'indique l'exposé des principes de réflexion en 1997, il s'agit avant tout d'harmoniser les cadres juridiques applicables à l'ensemble des activités minières, en les alignant souvent sur le régime des hydrocarbures, qui pour des raisons pratiques est dans l'ensemble le plus développé et le plus cohérent ; ainsi – mais il s'agit surtout de détails – que d'harmoniser entre eux les différents régimes pétroliers et gaziers.

Il est toujours difficile d'évaluer l'effet d'une politique puisqu'on ne sait jamais ce qui se serait produit en son absence. Les mesures qui viennent d'être décrites sont en tout cas suivies d'une remontée de l'activité d'exploration – 29 puits en 1996 –, dont la pérennité reste à confirmer, mais dont le MEZ s'attribue en tout cas le mérite³⁴.

La fiscalité et les conditions de vente du gaz ont évidemment un impact majeur sur l'économie du développement, et donc sur le niveau d'activité du secteur. D'autres facteurs peuvent cependant jouer aussi, dès lors que des contraintes juridiques ou réglementaires définies pour des raisons non pétrolières grèvent, voire empêchent, l'activité. Il faut ici distinguer entre l'offshore et l'onshore, dont les problèmes économiques sont assez différents. La maturité industrielle est certes la même, au sens où les objectifs non explorés se font de plus en plus rares et de plus en plus petits. Mais les coûts sont tellement plus bas dans l'onshore (un forage d'exploration

³³ *Derde Energienota*, p. 20.

³⁴ *Olie en gas in Nederland. Opsporing en winning 1996*, p. 19.

coûte deux à cinq fois moins cher à terre qu'en mer) que le seuil de rentabilité économique est très facilement atteint dès lors qu'on est proche d'infrastructures de traitement et de transport. En revanche, nous verrons que c'est justement dans l'onshore qu'il existe toute une série de contraintes pratiques qui ont été, ces dernières années, au centre de querelles politico-administratives.

Il n'y a pas en mer de « riverains » à proprement parler, et aucune collectivité territoriale n'a compétence pour réglementer les activités d'exploration ou de production. La structure des institutions et des intérêts se prête donc bien à la gestion plus ou moins corporatiste qui a déjà été décrite. Au-delà des obligations générales, définies par la loi, ou spécifiques à la concession – où certes le VROM intervient de manière croissante –, il y a deux domaines importants où l'accommodation peut se révéler nécessaire.

(a) L'activité est restreinte dans certaines zones pour tenir compte des nécessités de la navigation, en particulier dans une zone circulaire au large de Rotterdam (dite « *Turning Bay Area* »). En simplifiant, il n'est pas possible d'y installer des plates-formes, de telle sorte que non seulement l'exploration, mais aussi tout développement éventuel, dépendent de forages obliques (« déviés ») effectués depuis la côte ou depuis des installations fixes en-dehors de la zone de navigation.

(b) L'activité est également restreinte dans une zone à l'extrême est du secteur néerlandais (correspondant en gros au quadrant M) qui sert de champ de tir pour la marine et l'aviation. Ici l'exploration n'est autorisée que selon un calendrier contraignant où des « fenêtres » semestrielles sont ouvertes par alternance sur les différents permis. Cela peut sembler raisonnable, mais il faut savoir que les objectifs éventuels sont ici très profonds, que les forages sont délicats en raison des conditions de température et de pression, et que les opérations en période hivernale dépendent fortement des aléas climatiques. Une durée minimale de forage de l'ordre de 100 jours laisse donc peu de marge et, de fait, la zone reste sous-explorée. Les conditions éventuelles d'un développement sont quant à elles mal connues, faute de précédent.

Par un curieux hasard, que nous retrouverons à propos de l'onshore, ces restrictions sont restées largement lettre morte parce que la prospectivité des deux zones est réduite. On peut imaginer que, si les sociétés pétrolières avaient témoigné d'un grand intérêt ou y avaient réalisé des découvertes importantes, les autorités auraient fait preuve de flexibilité, le fait que les rapports restent internes à l'administration – respectivement entre MEZ et le ministère des Transports, et entre MEZ et le ministère de la Défense – facilitant les accommodations éventuelles. Cette hypothèse, qui revient, dans la ligne des travaux néerlandais déjà cités sur d'autres domaines d'aménagement du territoire, à imputer à l'absence de *policy network* cohérent les blocages dans l'onshore, ne pourrait être vérifiée ou infirmée que si de nouvelles hypothèses géologiques modifiaient la vision actuelle de la prospectivité. C'est peu

probable dans la *Turning Bay Area*, mais possible dans la zone militaire où les risques élevés de l'exploration résultent notamment de difficultés techniques d'interprétation des relevés sismiques³⁵.

La situation dans l'onshore est tout à fait différente, puisque, comme nous l'avons vu, les instances étatiques et l'industrie ne sont plus face à face. En effet, les secteurs sur lesquels des permis³⁶ sont accordées par le MEZ relèvent également de la compétence territoriale des différentes municipalités et de la compétence fonctionnelle du VROM³⁷. Formellement, les municipalités n'ont aucune autorité sur l'activité gazière. Aucun mécanisme de concertation n'est prévu par la loi, et le statut juridique des permis ne dépend nullement d'une approbation ou d'un aval municipal. Comme nous l'avons vu, l'État reste propriétaire des ressources du sous-sol, et a seule compétence pour autoriser leur exploitation. Dans les faits, cependant, un double enchevêtrement de compétences donne aux municipalités, voire aux associations de riverains, un quasi-droit de veto. Tout d'abord, les municipalités ont des compétences en matière d'environnement au titre desquelles elles peuvent contester devant les tribunaux administratifs les conditions d'attribution des permis par le MEZ, si celles-ci sont jugées insuffisamment attentives aux contraintes écologiques locales – ou, tout simplement, à la tranquillité des riverains, puisqu'ici comme ailleurs le phénomène « NIMBY »³⁸ peut se cacher derrière des arguments écologiques en apparence désintéressés³⁹. Ensuite, la plupart des activités concrètes sous l'égide de la concession nécessitent des permis, non pas à cause de leur impact sur le sous-sol, mais parce qu'elles constituent, à la surface, des sites industriels temporaires ou permanents. C'est le cas aussi bien des campagnes sismiques que des forages ou, *a fortiori*, de la mise en place d'installations de production, de traitement et de transport. Bien entendu, des règles générales de droit s'appliquent à l'octroi et au refus des permis, et une municipalité n'a nullement la possibilité d'empêcher indéfiniment, de manière arbitraire, l'activité industrielle. Toutefois, la densité de l'habitat et la sensibilité des écosystèmes dans certaines

³⁵ La vitesse de propagation des ondes dans le sel du Zechstein est très difficile à calibrer, puisque le sel compacté est fortement hétérogène. La conversion en profondeur des relevés bruts en temps est donc associée à une importante marge d'incertitude, souvent dans cette région du même ordre de grandeur (quelques dizaines de mètres) que l'épaisseur espérée des couches éventuellement porteuses d'hydrocarbures.

³⁶ On distingue juridiquement dans l'onshore les permis de forage (*boorvergunningen*) et les concessions (*concessies*), sous-entendu de production. Cette distinction n'est pas pertinente pour la présente discussion.

³⁷ De surcroît, pour des raisons géologiques, les permis ont une superficie étendue qui recouvre différentes collectivités territoriales. Les problèmes n'en sont que plus compliqués. Les permis de forage actuellement en vigueur ont une taille qui varie de 47 à 1 270 km², et les concessions de 7 à 2 970 km². Au total, c'est 58% du territoire néerlandais qui est couvert par un permis ou une concession.

³⁸ Initiales de « *not in my backyard* » : c'est le terme utilisé dans les analyses de politique publique pour désigner l'opposition de riverains ou de collectivités locales à l'installation de sites industriels.

³⁹ Avec la différence, toutefois, que l'exploration et la production d'hydrocarbures ne sont pas mobiles. On exploite tel gisement ou on ne l'exploite pas, mais l'emplacement des équipements de surface est contraint par des données physiques et ne peut être choisi que dans des limites étroites.

régions du pays donnent des raisons sérieuses de se méfier et, de fait, de nombreuses concessions attribuées dans les années quatre-vingt sont restées enlisées dans de multiples recours devant les juridictions administratives. Au 1^{er} janvier 1997, sur 15 permis de forage attribués, 5 étaient ainsi bloqués, et trois demandes de permis étaient en attente. Dans au moins un cas – l'île de Texel –, cette attente dure depuis près de dix ans.

Au-delà de l'exploration et de la production, les problèmes de sites industriels sont également essentiels à d'autres niveaux de la politique gazière. Comme nous l'avons vu, l'économie du gaz naturel est déterminée en Europe du Nord par la forte saisonnalité de la consommation et les coûts élevés du stockage et du transport. Il en résulte un ensemble complexe d'optimisations qui, au-delà des questions plus ou moins idéologiques de service public et de concurrence, sont les enjeux industriels essentiels de l'évolution structurelle du marché à l'échelle continentale. Dans certaines limites, les réservoirs eux-mêmes peuvent offrir une flexibilité, mais la modulation de la production peut, au-delà d'un certain point, nuire à la récupération ultime du gaz. Le dimensionnement des infrastructures – par exemple le diamètre d'un gazoduc – est pour partie un choix industriel, mais une faible utilisation d'une capacité conçue pour répondre aux besoins de pointe peut représenter un surcoût important. En outre, les choix d'infrastructure ont une forte inertie. Il est certes possible d'accroître marginalement la capacité d'un gazoduc d'un diamètre donné en accroissant la pression du gaz, mais les compresseurs nécessaires sont eux-mêmes coûteux. Enfin, l'optimum technique d'une production non modulée suppose des stockages à proximité des lieux de consommation avec un niveau flexible, élevé et fiable de production instantanée, ce qui requiert à la fois un contexte géologique favorable et des investissements importants.

Compte tenu du rôle strictement local des distributeurs, cette gestion est de la compétence de Gasunie. Elle se heurte à des difficultés géographiques et techniques qui vont croissant, et qui ont été la source, dans les dernières années, de relations tendues avec les municipalités et les associations de riverains. En effet, considéré dans son rapport à la consommation, le gaz néerlandais a principalement quatre origines : la concession de Groningue (dans l'extrême nord-est du pays), le terminal d'Uithuizen, qui reçoit le gazoduc NGT (également dans l'extrême nord-est), le terminal de Den Helder, qui reçoit les gazoducs WGT et NOGAT (dans le nord de la Hollande) et le terminal de Maasvlakte, plus petit, qui reçoit le gaz du quadrant P (près de Rotterdam). Or, la plus grande partie de la consommation est à l'ouest et au sud, seuls Maasvlakte et les exportations à destination de l'Allemagne offrant un équilibre géographique. En termes d'infrastructure, le problème de Gasunie est donc d'acheminer des quantités importantes et fortement variables le long d'un axe nord-est / sud-ouest, et d'optimiser par rapport à cet axe la gestion de la saisonnalité. La construction de gazoducs de grand diamètre sur longue distance se heurte à des obstacles politiques locaux à peu près insurmontables. En pratique, donc, l'adaptation du réseau implique le développement du stockage. Cependant, la définition de projets concrets se heurte à de fortes résistances des riverains, inquiets des nuisances en surface ainsi que des risques d'affaissement de terrain. Gasunie s'efforce d'ailleurs en

parallèle de conclure des accords avec les producteurs de champs proches de l'abandon qui pourraient être reconvertis en stockage, ce qui a l'avantage de minimiser les permis nécessaires, mais les conditions techniques sont en pratique rarement réunies. Le MEZ a été amené, fait tout à fait inhabituel, à imposer aux autorités provinciales et municipales l'approbation d'un premier projet Gasunie à Langelo, dans la province de Drenthe (à l'est, mais en aval de Groningue sur l'axe nord-est / sud-ouest)⁴⁰, mais ce passage en force risque, si l'on en juge par les débats dans la presse en 1995-96, de rendre plus difficile la réalisation de projets additionnels à Grijpskerk et à Alkmaar, également considérés comme nécessaires dans l'*Energienota* pour garantir la capacité de production néerlandaise à l'horizon 2015.

Enfin, problème tout à fait particulier, à mi-chemin entre l'offshore et l'onshore aussi bien juridiquement que techniquement : le Waddenzee (la partie de l'ancien Zuiderzee au nord de la digue de clôture construite en 1932, qui a transformé le sud – l'actuel IJsselmeer – en lac d'eau douce). Les sociétés pétrolières qui y détiennent des concessions considèrent son potentiel comme considérable, mais c'est un écosystème fragile également jugé de grande valeur scientifique et écologique par les spécialistes. En outre, le caractère peu profond des réservoirs (moins de 2000 m) et la nature des roches crée un risque d'affaissement en surface au fur et à mesure de la production de gaz, ce qui représente un risque d'inondation dans ces zones sans relief, et donc un coût direct considérable en termes de surélévation des digues, indépendamment même de l'impact environnemental. L'activité n'a été autorisée qu'au compte-gouttes, et une seule découverte a été mise en production : le champ de Zuidwal (opéré par Elf pour le compte du « groupe français »), qui a démarré en 1988. Ce développement est d'une grande complexité technique puisqu'il a fallu concevoir une plate-forme sans rejets et accepter l'interdiction des vols d'hélicoptère. L'ensemble de l'évacuation et de l'approvisionnement se fait donc soit par gazoduc télécommandé, soit par bateau. Dès 1984, le gouvernement avait tenu à geler toute nouvelle activité dans la zone (hors Zuidwal, déjà en projet) et, de façon significative du contexte corporatiste analysé ici, avait obtenu un moratoire volontaire⁴¹, pour une durée de dix ans, de la part des sociétés concernées. Devant un double lobbying intense – de la part des mouvements environnementaux qui plaidaient pour l'interdiction de toute nouvelle activité, et de la part de l'industrie qui plaidait pour un développement responsable – les ministères ont sollicité, courant 1993, un inventaire de la part de l'industrie, indiquant avec précision les prospects ne pouvant être explorés par forage dévié depuis la côte. Ceux-ci n'étant pas très nombreux par rapport au potentiel global, la solution a été une reconduction du moratoire. Ici encore, on ne peut que spéculer sur les conclusions qui auraient été adoptées si le potentiel gazier du Waddenzee avait été gigantesque.

⁴⁰ « De opslag bij Langelo was – ten gevolge van de snel dalende druk in het Groningenveld – op korte termijn nodig om de binnenlandse gasvoorziening veilig te stellen. Dat belang woog zo zwaar dat het kabinet bereid was over te gaan tot een aanwijzing aan de provincie Drente », *Derde Energienota*, § 5.2.18, p. 143.

⁴¹ Appelé dans les traductions anglaises officielles « *gentlemen's agreement* » – sans que cela corresponde à un terme dans les textes en néerlandais –, donc en théorie sans valeur juridique.

La politique gazière actuelle et ses perspectives

Curieusement, les enjeux de politique publique qui ont le profil le plus haut ne sont pas ceux qui, dans une perspective industrielle, pèsent les plus lourd sur le secteur gazier néerlandais. Voyons, pour terminer, en quoi et pourquoi.

La lecture de l'*Energienota* ne laisse pas de doute. La politique énergétique néerlandaise est dominée par deux considérations : la libéralisation, et la lutte contre le changement climatique.

Par libéralisation, il faut entendre le démantèlement des monopoles et des règles discriminatoires – *marktwerking*, ou « fonctionnement marchand ». Ceci est tout d'abord une obligation juridique qui résulte, en ce qui concerne le gaz, de la directive de la Commission européenne sur les hydrocarbures de 1994 (il existe des dispositions analogues en ce qui concerne l'électricité). Gasunie ne pourra indéfiniment exercer un monopsonne (par exemple en menaçant de rétorsions sur d'autres projets tout producteur qui chercherait à le contourner pour commercialiser directement son gaz) et bloquer l'accès à son réseau de transport pour du gaz appartenant à des tiers, sans quoi l'État néerlandais se trouvera assigné en justice à Luxembourg. La pression provient d'ailleurs des consommateurs industriels plutôt que des producteurs, qui se satisfont dans l'ensemble du système Gasunie. Les grands consommateurs – regroupés depuis 1995 dans une association de lobbying baptisée « Gaia Gas » (tentative assez transparente de se « verdir », alors que le souci de l'environnement n'y est pour rien) – bénéficient depuis des années de prix plus bas qu'ailleurs mais, en observant les conséquences de la libéralisation au Royaume-Uni, pensent pouvoir les faire baisser davantage en ayant accès aux excédents de gaz (c'est-à-dire du gaz prouvé et techniquement développable, mais dépourvu de contrat de vente) au Royaume-Uni et en Norvège. Le système Gasunie, tel qu'il a été décrit ci-dessus, a évidemment pour effet qu'il n'y a pas d'excédent dans ce sens aux Pays-Bas. Plusieurs tentatives ont d'ailleurs été faites pour avoir accès au réseau Gasunie, par exemple à la faveur de l'importation du gaz britannique du champ de Markham (à cheval sur la frontière anglo-néerlandaise, et intégralement évacué vers Den Helder), mais le transporteur avait beau jeu d'imposer une tarification prohibitive. C'est cela qui devrait désormais être impossible. Inversement, il ne devrait plus être nécessaire, pour vendre à un consommateur néerlandais, de contourner physiquement le réseau de Gasunie, comme ce fut le cas pour le seul contrat de ce type actuellement en vigueur, aux termes duquel la société norvégienne d'État Statoil fournit du gaz au producteur d'électricité néerlandais SEP.

Sur cette base, on pourrait s'attendre à un immense bouleversement, qui ferait éclater le système Gasunie, vraisemblablement au détriment de l'exploitation maximale des réserves des petits champs néerlandais. Or, l'*Energienota* ne paraît pas s'en soucier, et décrit la libéralisation comme une bonne chose en soi (d'ailleurs renvoyée à la déclaration d'intention des pays membres de l'Agence internationale de l'énergie en 1993, signée par les Pays-Bas), et non pas simplement comme une obligation

incontournable. Non seulement le MEZ considère possible de préserver Gasunie dans sa forme et son rôle actuel, tout en protégeant les approvisionnements des consommateurs « captifs » – qui veulent à juste titre un gaz fiable (*betrouwbaar*) et abordable (*betaalbaar*) –; il juge que Gasunie pourra jouer un rôle pivot dans le nouveau système européen, au plus grand avantage de l'économie néerlandaise. C'est d'ailleurs ce point qui s'est révélé le plus sensible. Les réactions dans la presse à l'*Energienota* se sont focalisées sur l'objectif supposé d'un accroissement des exportations de Gasunie (pour lequel, en réalité, le rapport ne plaide pas). Le principe des années soixante-dix, selon lequel le gaz est un combustible rare qui doit être en priorité conservé pour les générations futures, est encore très largement considéré comme évident par la classe politique et l'opinion publique néerlandaises.

Sans qu'il soit possible de développer ces questions en détail, l'analyse de la libéralisation britannique, qui constitue une sorte de laboratoire en grandeur nature pour les projets européens, tend à confirmer le point de vue néerlandais. En effet, il a fallu au Royaume-Uni, pour que le système gazier soit totalement bouleversé, la rencontre de trois logiques qui vont très au-delà de la seule volonté de libéraliser : **(a)** des excédents de gaz au niveau des producteurs (n'ayant pas un Groningue juxtaposé à une multitude de petits champs, British Gas n'a jamais pu – à supposer même qu'il le voulût – donner la priorité au développement de ces derniers) ; **(b)** une volonté de la part des consommateurs industriels de faire baisser leur facture gazière (c'est le seul point que l'on retrouve dans tous les pays) ; **(c)** une volonté idéologique, au niveau du gouvernement, de faire apparaître la concurrence coûte que coûte. Le troisième point est décisif, puisqu'il a conduit à casser British Gas (en séparant commerce et transport) et à revenir sur des contrats signés, en obligeant British Gas à remettre sur le marché des quantités de gaz qui juridiquement lui appartenaient. L'*Energienota* est très claire (il faut sans doute y lire une allusion discrète à l'expérience britannique) : pas question de toucher à Gasunie ou aux contrats existants. Dès lors, l'enjeu de la libéralisation sera surtout de permettre à Gasunie d'accroître son rôle d'import-export, en profitant de la ressource exceptionnelle de Groningue pour gérer plus efficacement, en tant que prestataire de services pour ses clients en Europe occidentale, de nouveaux approvisionnements massifs, en provenance par exemple de Russie. En termes internes, la politique gazière néerlandaise n'en sera guère affectée⁴².

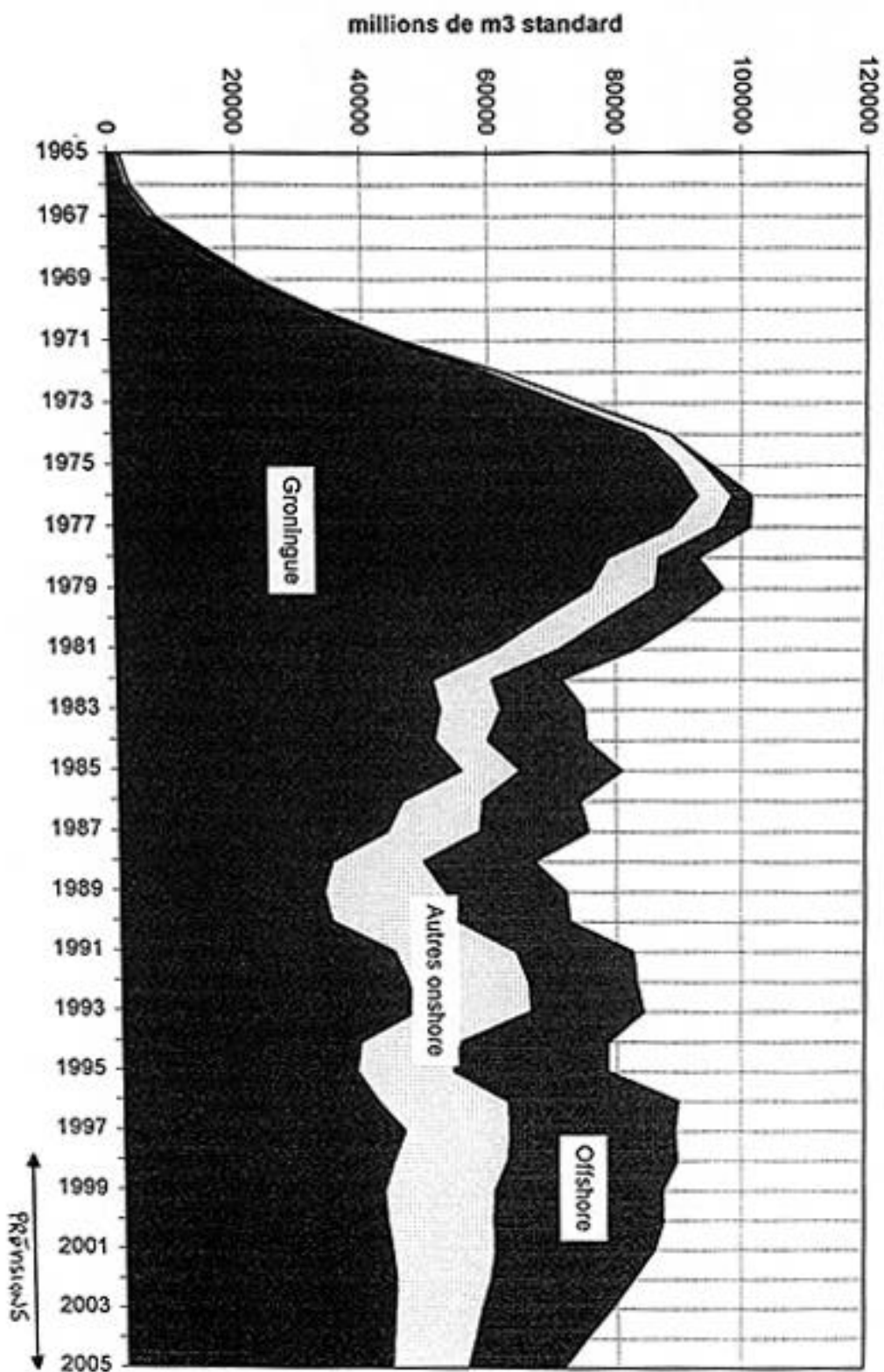
Quant à la lutte contre le changement climatique, elle n'a pas de rapport étroit avec la politique gazière, si ce n'est qu'elle lève, au nom de la réduction des émissions de CO₂, les préventions traditionnelles contre l'utilisation du gaz dans les centrales thermiques. Dans la mesure où il ne s'agit pas ici d'une étude générale de la politique énergétique, il n'est pas utile d'y insister davantage.

Un paysage politico-industriel qui a toutes les chances de rester globalement stable jusqu'à l'horizon 2010 : voilà finalement la conclusion concise de cette étude. Si l'on juge que les Pays-Bas sont, ou ont été, « malades » de leur gaz, c'est une conclusion inquiétante. Si l'on juge au contraire, comme cette étude l'a suggéré, que des

⁴² Dans le même sens, voir *The IEA Report on the Energy Policies of the Netherlands. 1996 In-Depth Report*, Agence internationale de l'énergie, 1996.

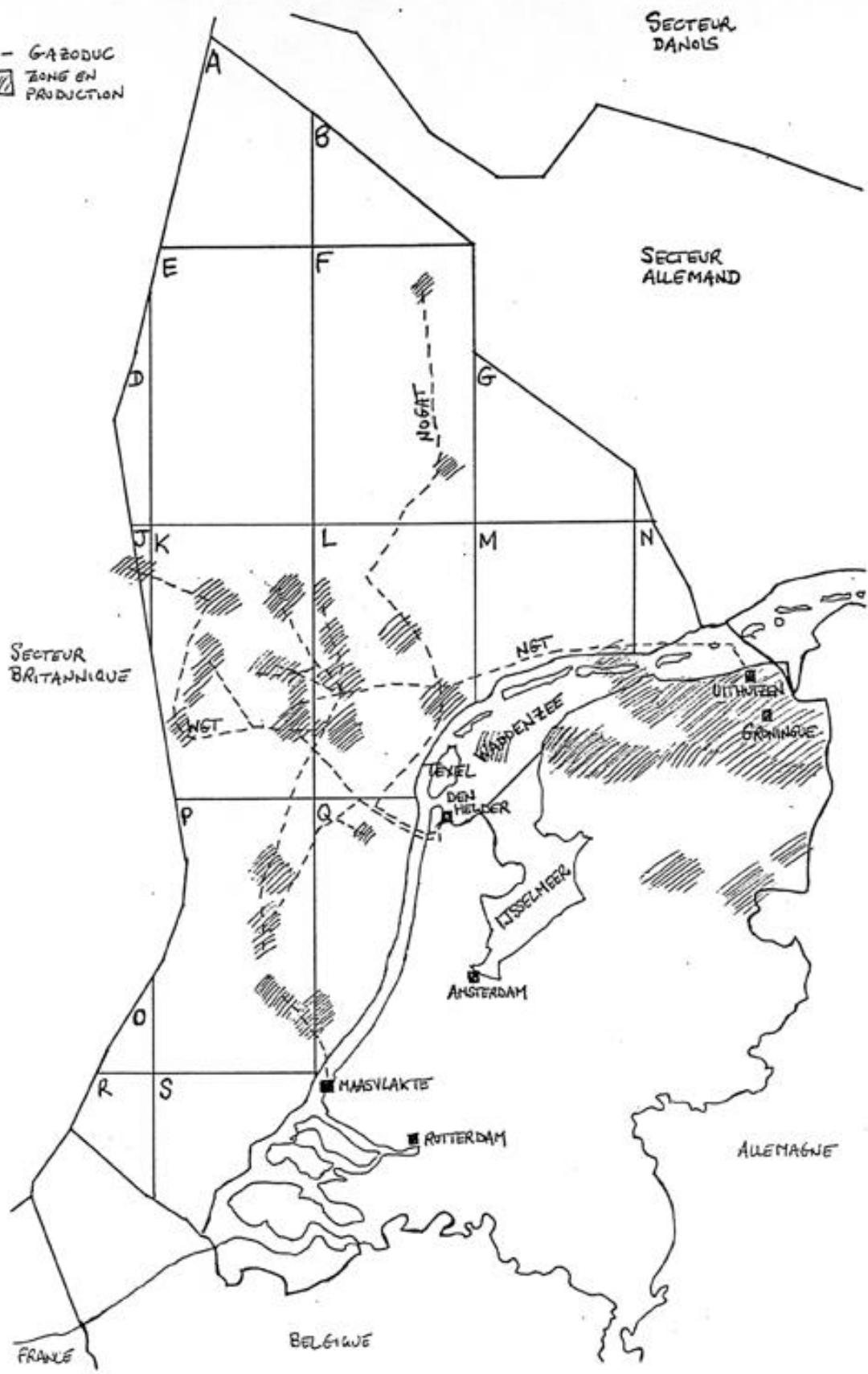
circonstances et des traditions politico-administratives favorables ont facilité l'émergence d'une politique gazière plutôt plus cohérente et plus efficace qu'ailleurs, c'est une conclusion finalement rassurante.

Pays-Bas : production de gaz



SOURCES : MINISTERIE VAN ECONOMISCHE ZAKEN
WOOD MACKENZIE

--- GAZODUC
▨ ZONE EN PRODUCTION



SECTEUR DANLOIS

SECTEUR ALLEMAND

SECTEUR BRITANNIQUE

ALLEMAGNE

BELGIQUE

FRANCE

UTRECHT
GRONINGE

VEVEL
DEN HEDER

IJSSELMEER

AMSTERDAM

MAASTRICHT

ROTTERDAM

A

B

E

F

G

J

K

L

M

N

P

Q

O

R

S

Pays-Bas : recettes gazières

