



Royal Belgian Academy Council
of Applied Science

Évolution du système électrique européen Nouveaux défis pour la recherche

Juillet 2006

CAPAS

Comité de l'Académie pour les Applications de la Science

Académie royale des Sciences, des Lettres et des Beaux-Arts de Belgique
Palais des Académies, rue Ducale 1, B-1000 Bruxelles

Le Comité de l'Académie pour les Applications de la Science (CAPAS) a été créé en 1987 en tant que société savante par l'Académie Royale de Belgique (Classe des Sciences), ainsi que par les milieux industriels scientifiques intéressés par les applications de la recherche et leurs effets économiques, sociaux et culturels.

Le **CAPAS** a pour mission de servir le pays et ses régions

- en offrant des avis indépendants et son expertise pour tout problème d'importance nationale ou régionale se rapportant à la recherche et à l'ingénierie;
- en encourageant les accords au plan national et régional portant sur les choix à adopter en matière de recherche et de politique industrielle pour répondre aux besoins croissants actuels et futurs du pays;
- en identifiant les moyens disponibles tant en matière de recherche que d'innovation dans les tissus académiques et industriels;
- en favorisant le soutien effectif à la recherche et à l'innovation alloué par les pouvoirs publics aux universités, à l'industrie et aux économies nationale et régionale;
- en développant la prise de conscience par le grand public des sciences et de l'ingénierie, et de leur influence sur la vie quotidienne;
- en soutenant une formation à la fois meilleure et continue en science et en ingénierie.

Le **CAPAS** est composé de 40 membres au plus, représentant à parts égales les milieux académiques et industriels. Il est complété par un réseau d'associés choisis pour leur compétence et leur notoriété.

Ses travaux sont entrepris, soit de sa propre initiative, soit à la demande de l'Académie, ou des pouvoirs publics, ou encore des organismes ayant vocation d'aide à la recherche.

Il collabore avec son homologue flamand, le **CAWET** (Comité van de Academie voor Wetenschappen en Techniek) pour constituer le **BACAS** (Royal Belgian Academy Council for Applied Sciences). Ce dernier représente les Académies Royales de Belgique dans le domaine des Applications de la Science.

Composition du groupe de travail

BIHAIN André, *ELECTRABEL*

CALVAER André, *Prof. Em. ULg*

CRAPPE Michel, *Prof. Em. FPMs, Président*

DELINCÉ Jean-Marie, *Elia*

STUBBE Marc, *Suez-Tractebel*

VAN CUTSEM Thierry, *FNRS et ULg*

SYNTHÈSE

L'énergie électrique est loin d'être un banal produit de consommation, comme certains la considèrent, mais au contraire un vecteur énergétique d'une importance essentielle pour les sociétés industrialisées. Toute interruption importante de l'alimentation en énergie électrique paralyse complètement l'activité de quasiment tous les secteurs d'activité. La sûreté et la disponibilité permanente du système physiquement indissociable production-transport-distribution doit être une préoccupation majeure de tout pays industrialisé et en particulier de son gouvernement. Le maintien de cette sécurité exige non seulement un fonctionnement correct dans les circonstances normales mais aussi, ce qui est encore beaucoup plus difficile, la limitation drastique du nombre d'incidents (surtout ceux de grande ampleur) et de leurs conséquences (en particulier de leur durée).

Cela implique la mise en œuvre coordonnée et constamment tenue à jour de dispositions strictes (à la fois dans le domaine des matériels et dans celui de l'organisation) aux trois niveaux production, transport et distribution.

L'impossibilité physique du stockage de l'énergie électrique (pratiquement à l'exception des bassins de pompage par ailleurs non généralisables) complique considérablement les problèmes de sécurité et constitue à elle seule une différence majeure avec les marchandises ou les services classiques.

Les systèmes électriques se sont développés jusque récemment dans le cadre de règles (méthode dite de régulation) se résumant en un modèle d'affaires constitué par des entreprises intégrant verticalement les trois activités déjà mentionnées à savoir production, transport, distribution.

EXECUTIVE SUMMARY

Electrical energy is far from being an ordinary commodity, unlike some people might think. On the contrary, it is an energetic vector of high importance for industrialized societies. Any long interruption of electrical energy supply cripples the business of a majority of activity sectors. The reliability and the continuous availability of the integrated system formed by generation, transmission and distribution must be a major concern for all industrialized countries and particularly for their governments. Maintaining security requires not only a correct operation during steady state but also to drastically limit the number of outages (particularly those with large and spread impacts on the system) and their consequences (particularly in reducing their duration), which is a much more difficult task.

En ces dernières décennies, le secteur a été confronté en Europe à une opposition croissante à l'implantation de nouveaux équipements de transport (liaisons et postes) et de nouvelles centrales de production, parallèlement à une pression sur les coûts. Tout cela a déjà conduit les exploitants à réduire les marges de sécurité. À cette situation déjà préoccupante, sont venues s'ajouter de nouvelles contraintes qui ont encore compliqué les problèmes: la volonté politique de réaliser le grand marché européen de l'électricité d'une part, le souci de l'environnement (Kyoto), d'autre part.

La libéralisation du marché de l'énergie électrique (Directives CE 96/92 et CE 2003/54) a placé le secteur devant un nouveau paradigme en remplaçant la structure verticale par une structure horizontale où le métier de transport constitue une activité distincte, faisant le lien entre la production et la distribution. Cette décision politique de libéralisation a été adoptée sans prendre en compte les lois pourtant incontournables de la physique qui régissent le fonctionnement des réseaux électriques. La mise en place du grand marché européen, concomitante aux contraintes gouvernementales, se révèle beaucoup plus complexe que prévu par les protagonistes et demande de relever de nombreux et importants défis.

Dans cette optique, le rapport vise à dégager des recommandations en matière d'études et de recherches nécessaires au niveau du système électrique précisément pour relever ces défis et réduire les effets négatifs des évolutions citées.

On notera que le tout récent Livre Vert (COM 2006 105 final) du 08.03.2006 intitulé «Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable» présente des propositions quasiment parallèles à celles du présent rapport.

It implies that coordinated and stringent arrangements (both with regards to equipment and operation) must be continuously updated at the three different levels of generation, transmission and distribution.

The physical impossibility of storing electrical energy (except for pumped hydro power stations which are not very spread) considerably complicates the security issues and, consequently forms one of the main differences with normal commodities.

Until recently, power systems were developed in regulatory frameworks based on business models involving monopolies or oligopolies integrating the three activities already mentioned above, i.e. generation, transmission and distribution.

During the last decades, the European power sector faced both a growing opposition against the construction of new transmission equipment (links and substations) as well as against new power stations, together with a pressure to reduce costs. These pressures have forced the actors to reduce their security margins. Moreover new constraints have even more emphasized the problems: the political will to constitute an integrated European electricity market on one side, and environmental concerns (Kyoto protocol) on the other side.

The liberalization of electric markets (Directives EC 96/92 and CE 2003/54) has led the power sector to a new paradigm by replacing the vertically integrated structure by an horizontal one where the transmission business activity links generation and distribution. This political decision of liberalization was adopted without taking into

account the laws of physics that dictate the operation of electrical networks. The implementation of the large European market, concomitant with governmental constraints, has proved much more difficult than expected for the different stakeholders and requires that several and important challenges be taken up.

Based on this view, the report aims at drawing recommendations in terms of studies and research topics on the electrical system required to actually take up these challenges and overcome the issues related to the mentioned evolutions.

It is interesting to notice that the recent Green paper (COM 2006 105 final) published on the 08/03/2006 entitled "A European strategy for sustainable, competitive and secure strategy", presents proposals quasi parallel to those discussed in this report.

TABLE DES MATIÈRES

1.	Introduction: Objectifs du rapport.....	9
1.1.	L'énergie électrique – Vecteur énergétique stratégique.....	9
1.2.	Les systèmes électriques européens confrontés à un changement de paradigme	9
1.3.	Mission du groupe de travail – But du rapport.....	10
1.4.	Organisation du rapport	10
2.	Le fonctionnement des réseaux d'énergie électrique.....	12
2.1.	Quelques caractéristiques de l'énergie électrique	12
2.2.	Quelques principes du fonctionnement des réseaux à courant alternatif	13
2.2.1.	Structure des réseaux.....	13
2.2.2.	Puissances active et réactive	14
2.2.3.	Transport de puissance active.....	15
2.2.4.	Transport de puissance réactive.....	18
2.3.	Les services systèmes.....	18
2.3.1.	Régulation de la fréquence	18
2.3.2.	Régulation de la tension	19
2.4.	Scénarios de défaillance	20
2.4.1.	Déclenchements en cascade	20
2.4.2.	Instabilités	20
2.5.	Parades contre les pannes majeures de fonctionnement	22
2.5.1.	Mesures préventives et curatives.....	22
2.5.2.	Actions en mode d'urgence.....	22
2.5.3.	Analyse préventive de la sécurité	23
3.	Évolution récente du système électrique européen	24
3.1.	Extension de la zone synchrone	24
3.1.1.	Introduction	24
3.1.2.	Rappel des avantages économiques de l'interconnexion	24
3.1.3.	Rappel de l'impact technique de l'interconnexion	24
3.1.4.	Maîtrise des problèmes techniques liés à l'extension de l'interconnexion	24
3.1.5.	Le processus décisionnel.....	25
3.1.6.	Les grands projets actuels d'interconnexion	25
3.1.7.	Conclusion.....	25
3.2.	Ouverture et organisation des marchés ou interrogations économiques sur le futur des marchés de l'énergie électrique	26
3.2.1.	Introduction	26
3.2.2.	Architecture du marché	26
3.2.2.1.	Transport de l'électricité dans un réseau multizonal	26
3.2.2.2.	Équilibrage ou mécanismes d'ajustement de l'équilibre production consommation dans un réseau multizonal (balancing)	27
3.2.2.3.	Contrôle de la fréquence et des autres services systèmes	27
3.2.2.4.	Rémunération pour le démarrage et les contraintes d'exploitation des machines	28

3.2.2.5. Coordination.....	28
3.2.3. Structure du marché.....	28
3.2.3.1. Fiabilité et adéquation des puissances de production installées.....	29
3.2.3.2. Marchés de capacités.....	29
3.3. Le souci de l'environnement dans la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique.....	30
3.3.1. Introduction.....	30
3.3.2. La production d'électricité.....	30
3.3.2.1. Limitations des émissions de gaz à effet de serre.....	30
3.3.2.2. Limitations des émissions acidifiantes.....	30
3.3.2.3. Promotion des sources d'énergie renouvelable et de la cogénération de qualité.....	31
3.3.3. Transport et distribution d'électricité.....	32
3.3.4. Constatations générales.....	32
3.4. La production décentralisée (DG).....	32
3.4.1. Introduction.....	32
3.4.1.1. Définition.....	32
3.4.1.2. La naissance d'un nouveau paradigme.....	33
3.4.2. Technologies de production d'électricité.....	34
3.4.2.1. Un exemple de nouvelle technologie: la pile à combustible.....	34
3.4.2.2. Énergies non renouvelables.....	34
3.4.2.3. Énergies renouvelables.....	35
3.4.2.4. Les interfaces réseaux.....	35
3.4.2.5. Stockage.....	35
3.4.3. Intégration de la DG dans le système électrique.....	35
3.4.3.1. Les problèmes systémiques locaux.....	35
3.4.3.2. Les problèmes systémiques globaux.....	36
3.4.4. Aspects économiques de la DG.....	36
3.4.4.1. Considérations générales.....	36
3.4.4.2. Allocation des coûts.....	36
3.4.4.3. Nouveaux acteurs du marché.....	37
3.4.5. Conclusion.....	37
4. Évolution de l'exploitation des réseaux.....	38
4.1. Libéralisation du secteur de l'électricité.....	38
4.1.1. Augmentation du nombre d'acteurs.....	38
4.1.2. Pression sur les coûts.....	38
4.1.3. Augmentation des transactions internationales.....	38
4.1.4. Organisation des marchés.....	38
4.2. Autres évolutions techniques.....	39
5. La décision d'investir en réseau.....	40
5.1. Introduction.....	40
5.2. Incertitudes.....	40
5.2.1. Évolution du parc de production.....	40
5.2.2. Évolution du marché.....	40

5.2.3. Vieillessement du réseau	40
5.3. Besoins en outils et méthodologies.....	40
5.3.1. Examen de nombreuses situations et de scénarios	40
5.3.2. Aide à la décision.....	41
5.3.3. Liaison investissements – fiabilité	41
5.3.4. Intégration de moyens non conventionnels	41
5.4. Aspects financiers	41
5.5. Aspects environnementaux	41
6. La décision d’investir en production	42
6.1. Introduction.....	42
6.2. Signaux �conomiques	42
6.3. Incertitudes.....	42
7. Les manques de connaissance et les besoins en recherche et développement	44
7.1. Introduction.....	44
7.2. Exploitation des réseaux électriques de transport.....	44
7.2.1. Introduction	44
7.2.2. Sécurité et conduite en temps réel.....	44
7.2.3. Protections systèmes contre les défaillances graves	45
7.2.4. Nouvelles technologies de mesures et nouveaux composants de réseaux	46
7.2.5. Impact d’une production éolienne massive sur les réseaux de transport	46
7.2.6. Formation des opérateurs.....	46
7.3. Extension de la zone synchrone	46
7.3.1. Aspects �conomiques.....	46
7.3.2. Aspects techniques	47
7.4. Production décentralisée dans les réseaux de distribution.....	47
7.4.1. Introduction	47
7.4.2. Aspect �conomique. Marché de la production décentralisée	47
7.4.3. Aspect technique. Intégration de la production décentralisée dans les réseaux	47
7.5. Architecture des marchés.....	47
7.5.1. Système multizonal	47
7.5.2. �quilibrage et mécanismes d’ajustement.....	48
7.5.3. Impact des contraintes d’exploitation des unités sur la formation des prix.....	48
7.5.4. La coordination entre gestionnaires de réseaux	48
7.6. Structure des marchés et investissements.....	48
8. Conclusions et recommandations.....	49
8.1. Les défis pour la recherche	49
8.2. Formation et préparation des ressources humaines	50
8.3. La dimension européenne	50
Table des matières thématique.....	51
Annexe 1. Historique de l’industrie de l’énergie électrique, principalement sous l’angle belge	52

A.1.1. La période héroïque	52
A.1.2. La période de maturation (1900-1945)	52
A.1.3. Les trente glorieuses (1950-1979) et leur prélude	52
A.1.4. 1980-2002: les derniers stades de la symbiose production – grand transport de l'énergie électrique; l'impact des soucis environnementaux.....	54
A.1.5. Les premiers pas dans la libéralisation	57
A.1.6. Sources.....	57
Annexe 2. L'indispensable puissance réactive, le tribut à payer aux commodités du courant alternatif	58

1. INTRODUCTION : OBJECTIFS DU RAPPORT

1.1. L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE – VECTEUR ÉNERGÉTIQUE STRATÉGIQUE

L'énergie électrique n'est pas un banal produit de consommation, comme le pensent certains, mais un vecteur énergétique d'une importance stratégique essentielle pour l'organisation et le fonctionnement des sociétés industrialisées, au sein desquelles nous vivons et qui présentent actuellement, et pour très longtemps encore, une fragilité de plus en plus prononcée vis-à-vis de ce vecteur énergétique, omniprésent au quotidien dans tous les secteurs d'activité. L'interruption de l'alimentation en énergie électrique paralyse complètement la société avec de graves répercussions humaines, sociales et économiques. La sûreté et la disponibilité permanente du système électrique, ensemble qui est tributaire de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique, doit assurément être une préoccupation majeure de tout pays industrialisé et en particulier de son gouvernement. Maintenir cette sûreté exige non seulement d'être en mesure d'assurer le fonctionnement normal, mais aussi de limiter le nombre d'incidents en évitant particulièrement ceux de grande ampleur et de réduire les conséquences de ces derniers, lorsqu'ils surviennent malgré tout. Cela implique la mise en œuvre coordonnée de dispositions, tant dans le domaine matériel que dans le domaine organisationnel, par tous les acteurs aux niveaux de la production, du transport et de la distribution. Or, les récentes pannes spectaculaires qui ont affecté de nombreux pays (États-Unis, Suède, Danemark, Suisse et Italie, Grèce) sont venues rappeler que les problèmes de sûreté des systèmes électriques et les dangers de leur effondrement (black out) étaient bien réels et non purement académiques. On ne peut pas analyser le secteur de l'énergie électrique sans considérer que les systèmes électriques constituent de grands systèmes physiques dont le comportement non linéaire et très complexe n'est défini et maîtrisé que dans et autour d'états d'équilibre compatibles avec la stabilité et la tenue des équipements et qui sont soumis en permanence à des aléas (variations de consommation, phénomènes météorologiques, déficiences des équipements et agressions extérieures). Il faut aussi prendre en compte les caractéristiques particulières de l'énergie électrique, telles l'impossibilité physique de son stockage en courant alternatif et le fait que sa mise en œuvre obéisse à des lois physiques très contraignantes, d'un autre ordre que celles du marché, qui ne sont qu'anthropiques. Le stockage n'est réalisable que par le biais soit d'une transformation alternatif / continu par des dispositifs électroniques de puissance et accumulation dans le champ électrique d'un condensateur ou le champ magnétique d'une bobine, soit par conversion en d'autres formes d'énergie (accumulateur électrochimique, accumulateur thermique, hydrogène,

réservoir de gaz comprimé, système hydraulique à deux réservoirs, volants d'inertie). Si le stockage n'est pas envisageable à grande échelle dans la prochaine décennie en raison des coûts prohibitifs, il est cependant raisonnable de penser qu'à plus long terme il est appelé à jouer un rôle important dans les systèmes électriques, notamment par l'intermédiaire de l'hydrogène. Ces contraintes physiques ainsi que le rôle clé joué par les grands réseaux électriques, sont décrits dans le chapitre 2. L'annexe A.2 rappelle la notion de puissance réactive, inhérente au fonctionnement des réseaux en courant alternatif mais souvent très mal connue.

1.2. LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES EUROPÉENS CONFRONTÉS À UN CHANGEMENT DE PARADIGME

Les systèmes électriques se sont développés jusque récemment dans le cadre d'un ensemble de règles, ressortant de la méthode dite de régulation, édictées dans le but d'encadrer le secteur de l'énergie électrique, et ayant abouti à un modèle d'affaire avec des entreprises intégrant verticalement les activités de production et de transport, voire de distribution. Notons que cette structure apparaît naturelle pour un scientifique car elle paraît la mieux adaptée techniquement à l'industrie de réseau dont nous parlons.

L'annexe A.1 reprend l'historique de l'élaboration du système électrique en Belgique pour expliquer les étapes importantes et les grandes options techniques, qui ont présidé à la conception des réseaux électriques actuels. Cette évolution s'est produite pour répondre à l'accroissement de la demande d'électricité et pour intégrer les avancées technologiques, avec le souci permanent de la sûreté du système. Elle fournit le cadre de référence permettant de mettre en perspective les récentes contraintes auxquelles le secteur électrique est confronté.

Pendant les dernières décennies, le secteur électrique européen a été confronté à une opposition croissante à l'implantation de nouvelles lignes et de nouvelles centrales et a subi une forte pression sur les coûts. Ceci a amené les gestionnaires à exploiter les systèmes électriques avec des marges de sécurité et de stabilité réduites. Sur cette situation déjà préoccupante, sont venues se greffer de nouvelles contraintes, liées aux politiques de libéralisation du marché de l'énergie électrique et de développement durable (réduction des émissions de gaz à effet de serre, recours aux sources d'énergie renouvelable).

La libéralisation du marché de l'énergie électrique (Directives européennes CE96/92 et CE2003/54) visant à créer un grand marché électrique européen a véritablement placé le secteur électrique face à un nouveau

paradigme, dans la mesure où elle a radicalement modifié les règles d'organisation et d'exploitation, en donnant la primauté au marché et aux principes de libre concurrence, contenus dès l'origine dans le Traité de Rome. La complexité du secteur s'en est trouvée considérablement augmentée notamment par la multiplication des acteurs du marché de l'électricité, dont certains se focalisent uniquement sur les transactions commerciales, et qui ont une influence directe et immédiate sur le fonctionnement physique du système électrique. L'obligation de séparation des activités de transport de celles de production s'est traduite par une transformation radicale de la structure des sociétés d'électricité, avec passage de la structure à intégration verticale des activités à une structure éclatée assortie d'un découpage en entreprises juridiquement indépendantes.

La décision politique de libéraliser le marché de l'énergie électrique a été adoptée sans prendre en considération les problèmes techniques et organisationnels. Comme s'il allait de soi que « l'intendance suivrait » et que le secteur allait spontanément organiser son efficacité, guidé par la « main invisible du marché » selon la célèbre métaphore de l'économiste écossais Adam Smith ! La réalité est bien différente et la mise en place du grand marché européen, concomitante aux contraintes environnementales, se révèle beaucoup plus complexe que prévu par les protagonistes et présente de nombreux défis. Ces défis ne pourront être relevés qu'au prix d'efforts conséquents en recherche et développement tant dans les domaines techniques qu'économiques.

1.3. MISSION DU GROUPE DE TRAVAIL – BUT DU RAPPORT

La mission du groupe de travail était d'analyser la véritable mutation subie actuellement par les systèmes électriques européens et ses effets prévisibles sur leur fonctionnement, dans le but d'identifier les manques de connaissances et les études et recherches à mener pour les combler, de manière à maîtriser le changement et à ne pas multiplier les incidents. Il importe d'anticiper les effets de cette mutation pour en réduire les inconvénients prévisibles et en accroître les avantages attendus. Le rapport vise à dégager des recommandations en matière d'études et recherches à l'intention des autorités responsables et des acteurs du marché. La culture de la sûreté du système, qui pourrait être compromise par l'organisation de la concurrence et les pressions visant à réduire les coûts dans un marché libéralisé tributaire de la conjoncture économique et axé sur la rentabilité à court terme des investissements, doit impérativement rester au premier plan des préoccupations.

Le rapport s'appuie sur l'expertise des membres du groupe de travail, confrontés aux réalités du grand marché européen que l'on veut créer, et aux aspects scientifiques corrélatifs.

1.4. ORGANISATION DU RAPPORT

Outre cette introduction et le chapitre 2 ainsi que les deux annexes déjà cités ci-dessus, le rapport comporte les chapitres suivants :

Le **chapitre 3** décrit **la récente évolution du système électrique européen** et aborde successivement l'extension des interconnexions à travers le continent, l'ouverture et l'organisation des marchés de l'énergie électrique et les interrogations économiques sur le futur de ces derniers, le souci de l'environnement dans la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique dans une optique de développement durable et, enfin, la problématique de la production décentralisée, y compris la cogénération et les énergies intermittentes. Ce nouveau mode de production, qui présente de très intéressantes perspectives techniques et dispose d'un sérieux soutien politique, ne pourra se développer qu'au prix d'un effort particulièrement important de recherche dans les domaines technique, économique et réglementaire.

Le **chapitre 4** traite **de l'évolution de l'exploitation des réseaux** confrontés d'une part aux exigences et aux effets de la libéralisation du marché de l'énergie électrique, qui se déclinent en augmentation du nombre des acteurs, en pression sur les coûts, en augmentation des transactions internationales et en organisation des marchés et d'autre part à la diversification des moyens de production, par l'émergence de la production décentralisée décrite au chapitre précédent. Le grand marché européen de l'électricité, que l'on veut créer, peine à se mettre en place et reste encore très segmenté en marchés nationaux faute d'une architecture de marché adéquate. Les transactions commerciales et les flux physiques induits doivent aussi être impérativement réconciliés.

Le **chapitre 5** est consacré aux **investissements en réseaux électriques dans un marché libéralisé**. Il met en exergue les nombreuses incertitudes, qui influencent dans ce contexte le développement des réseaux, ainsi que les besoins en nouveaux outils d'investigation et méthodologies pour soutenir les décisions d'investir.

Le **chapitre 6** concerne les **investissements en production dans un marché libéralisé**. Il décrit le changement complet intervenu en matière de planification de ces investissements et l'augmentation considérable du risque pour ceux-ci. Les investissements ne sont désormais plus décidés pour satisfaire une projection de la demande en électricité, mais en fonction de prévisions économiques, pour en assurer le profit dans les conditions du marché. Il met en évidence les incertitudes qui pèsent sur la décision d'investir en production et la nécessité d'une organisation adéquate de l'architecture et de la structure du marché pour avoir des signaux économiques clairs et pertinents.

Le **chapitre 7** énumère les **principaux manques de connaissances et les besoins en recherche** pour les combler dans les domaines technique et économique, tels qu'ils résultent de l'analyse des effets de la mutation

subie par le secteur électrique, conformément à la mission du groupe de travail.

Le **chapitre 8**, en guise de conclusion, présente un **ensemble de réflexions et de recommandations** à l'intention des autorités publiques et des acteurs du secteur électrique pour que la Belgique puisse, comme il se doit,

contribuer à relever les nombreux et nouveaux défis en matière de recherche identifiés au chapitre précédent, afin de déterminer les systèmes électriques du futur et de maintenir leur sûreté.

2. LE FONCTIONNEMENT DES RÉSEAUX D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

L'objectif de ce chapitre est de rappeler quelques principes essentiels du fonctionnement des réseaux d'énergie électrique, en mettant l'accent sur les aspects qui ont un impact important dans le contexte de l'ouverture du marché de l'électricité.

2.1. QUELQUES CARACTÉRISTIQUES DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Peu de systèmes mis au point par l'homme cumulent à la fois la taille, la complexité et l'exposition aux perturbations que l'on rencontre dans un système de production, transport et distribution de l'énergie électrique.

Il est d'usage d'apprécier la taille d'un réseau électrique en se référant au nombre de nœuds du circuit utilisé pour le représenter dans les calculs. À titre d'exemple, le réseau de transport et de répartition de la Belgique comporte de l'ordre de 1500 nœuds. Ceci n'inclut pas les réseaux de distribution, qui en contiennent des dizaines de milliers voire des millions si l'on considère les réseaux à basse tension. On imagine assez aisément les valeurs atteintes dans les pays de plus grande étendue, et davantage encore pour une interconnexion à l'échelle continentale. Comme on peut s'y attendre, dans une infrastructure aussi étoffée, les investissements sont généralement très lourds et leur rentabilité n'est jamais immédiate.

Le fonctionnement technique des systèmes électriques de puissance est rendu complexe notamment par :

- la multiplicité des échelles de temps impliquées: de quelques microsecondes pour les phénomènes de propagation à quelques dizaines de minutes pour les processus thermiques dans les centrales;
- le caractère fondamentalement oscillant, parfois faiblement amorti, voire instable, des phénomènes électromécaniques des systèmes;
- le caractère non linéaire des lois auxquelles ils obéissent, limitant sa stabilité lors de perturbations importantes et/ou de modifications inhabituelles du point de fonctionnement.

Les systèmes d'énergie électrique sont soumis à diverses perturbations: variations incessantes de la demande, changements de topologie pour raisons d'exploitation, agressions climatiques (foudre, glace, etc.), facteur humain, incertitudes liées au caractère intermittent de l'énergie éolienne, etc. À ces causes externes, ils convient d'ajouter des perturbations internes: incidents touchant les composants de puissance, défaillances «cachées» des systèmes de protection chargés d'éliminer les défauts, révélées seulement lors de perturbations.

En dépit de ces multiples sollicitations, les systèmes électriques modernes fonctionnent actuellement avec une fiabilité remarquable (0.9999 au niveau de la distri-

bution, voire 0.99999 pour les réseaux maillés à haute tension). Il en résulte que l'électricité est perçue par les populations des pays développés comme une ressource banale, un service quasi naturel, disponible à volonté. Le consommateur non averti ignore le processus complexe qui la lui apporte.

Cependant, si les grandes défaillances du système électrique sont rares, leurs conséquences sont très lourdes pour la société.

Tout le monde a à l'esprit les conséquences des effondrements de réseaux ou «black-outs». À titre indicatif, le tableau 1 décrit quelques pannes d'envergure survenues récemment en Amérique et en Europe.

Cette combinaison événements rares/conséquences importantes requiert de procéder à une analyse de risque pour de nombreuses prises de décision.

La banalisation et la grande disponibilité de l'électricité ont poussé certains à vouloir la traiter au même titre que d'autres biens de consommation courante. Elle a cependant des caractéristiques uniques qui doivent être gardées à l'esprit.

L'électricité est un vecteur énergétique dans la mesure où, contrairement aux sources primaires d'énergie (charbon, pétrole, gaz, etc.) elle doit être produite à partir de ces dernières avant d'être utilisée. C'est aussi le cas de l'hydrogène dont on parle beaucoup actuellement. La mise en œuvre de l'énergie électrique possède cependant une caractéristique essentielle: son stockage est physiquement impossible¹. En fait, l'électricité doit être produite au moment où elle est consommée, par transformation d'une autre forme d'énergie.

On peut parler de production «à flux tendu» ou «just in time». Par conséquent, le consommateur a un contrôle complet sur la quantité produite, le gestionnaire du système et même les producteurs devant prédire quotidiennement quelle sera la demande du jour suivant. Enfin, l'énergie électrique se propage des producteurs aux consommateurs à la vitesse de la lumière, sans aucune possibilité de livraison différée ou de file d'attente en cas de congestion du réseau de transport². Cette dernière caractéristique distingue nettement l'électricité des autres biens de consommation ou services acheminés via un réseau. Ainsi, l'eau et le gaz peuvent être stockés et dans les télécommunications et les transports un stockage est réalisé par le biais de files d'attente et l'attribution de priorités.

¹ Du moins jusqu'à présent et sauf cas particuliers coûteux et/ou de faible puissance (p.ex. bobines cryogéniques).

² Il faut de plus mentionner que certains types de centrales ne se prêtent pas à une modulation *rapide* de la production.

Date	Localisation	Événement initiateur	Charge totale interrompue (approx)	Population affectée (approx)	Temps de reprise de service
14 août 2003	N-E. des USA et Canada	Surcharges en cascade non contrôlées ; tensions basses	63.000 MW	50.000.000	de qqes h à qqes jours selon la localisation
23 août 2003	Helsinki	Problème de protections entraînant des déclenchements intempestifs	615 MW	800.000	40 min.
28 août 2003	Londres	Déclenchement intempestif d'une liaison après report de courant sur celle-ci	725 MW	410.000	35 min.
23 sept. 2003	Sud Suède et Est Danemark	Perte de 1200 MW de production puis double défaut jeu de barres	6.500 MW	4.000.000	de 1 à 6 h.
28 sept. 2003	Italie	Surcharges en cascade en Suisse ; séparation de l'Italie du reste de l'UCTE	24.000 MW	50.000.000	de 8 à 21 h.
12 juillet 2004	Athènes et Sud Grèce	Perte d'une unité de 300 MW, déclenchement intempestif d'une autre de 150 MW. Plusieurs autres déclenchements et morcellement du système	4.000 MW	5.000.000 à 6.000.000	de 1 à 2 h.

TABLEAU 1. – Caractéristiques de quelques « black-outs » récents.

2.2. QUELQUES PRINCIPES DU FONCTIONNEMENT DES RÉSEAUX À COURANT ALTERNATIF

2.2.1. Structure des réseaux

Si l'on excepte les liaisons à courant continu à haute tension, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique sont réalisés au moyen de systèmes à courant alternatif triphasés³.

Les réseaux de grand transport fonctionnent à des tensions élevées de manière à transmettre la puissance sous des courants moins élevés avec, par conséquent, des sections de conducteurs et des pertes de transport (par effet Joule) plus faibles. Les grands consommateurs industriels sont reliés directement au réseau de transport tandis que les autres charges sont alimentées via des réseaux de distribution. En Belgique, les tensions nominales du réseau de transport sont de 380, 220, 150, 70, 36 et 30 kV⁴ tandis que celles des réseaux de distribution se situent en dessous de ces valeurs⁵.

Le réseau de transport est maillé, afin que la perte d'un de ses éléments n'interrompe pas la fourniture d'énergie aux consommateurs ou réseaux de distribution, qui y sont connectés. Ce maillage se retrouve au niveau des interconnexions entre pays, qui sont réalisées en Europe par des lignes à courant alternatif à 380 et 220 kV ou par des liaisons à courant continu (indispensables pour les connexions sous-marines au-delà d'une certaine lon-

gueur ou entre systèmes ne fonctionnant pas de façon synchrone, économiques pour le transport aérien à longue distance).

Ce maillage ne se justifie pas économiquement dans les réseaux de distribution, étant donné le nombre plus limité de consommateurs touchés par la perte d'une liaison. Ces réseaux fonctionnent donc selon une struc-

³ Les avantages du système triphasé sont connus de longue date: économie de conducteurs, production de champs magnétiques tournants dans les générateurs et moteurs. Rappelons également les avantages du courant alternatif: plus grande simplicité et fiabilité des alternateurs par rapport aux génératrices à courant continu, possibilité de changer de niveau de tension grâce aux transformateurs, facilité d'interruption d'un courant qui s'annule spontanément deux fois par période.

⁴ Il s'agit de valeurs efficaces des tensions entre phases.

⁵ Dans les entreprises du secteur électrique, on désigne généralement sous le vocable « Très Haute Tension » (THT) les niveaux à 220 et 380 kV, « Haute Tension » (HT) les niveaux entre 30 et 150 kV, « Moyenne Tension » (MT) les niveaux entre 1 et 30 kV, « Basse Tension » la tension domestique de 380 V.

Ceci s'écarte du Règlement Général des Installations Electriques qui définit « haute tension » tout ce qui est supérieur à 1 kV. En Belgique, les réseaux à 30 et 36 kV sont exploités dans des structures maillées et remplissent une fonction de transport.

On notera qu'en Région flamande, on considère le niveau à 70 kV comme faisant partie de la distribution tandis que c'est une tension de transport local en Région Wallonne et une tension de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale.

ture radiale maillable (ou faiblement maillée), pendant les manœuvres visant à modifier leur topologie).

Ces différentes structures sont schématisées à la figure 1.

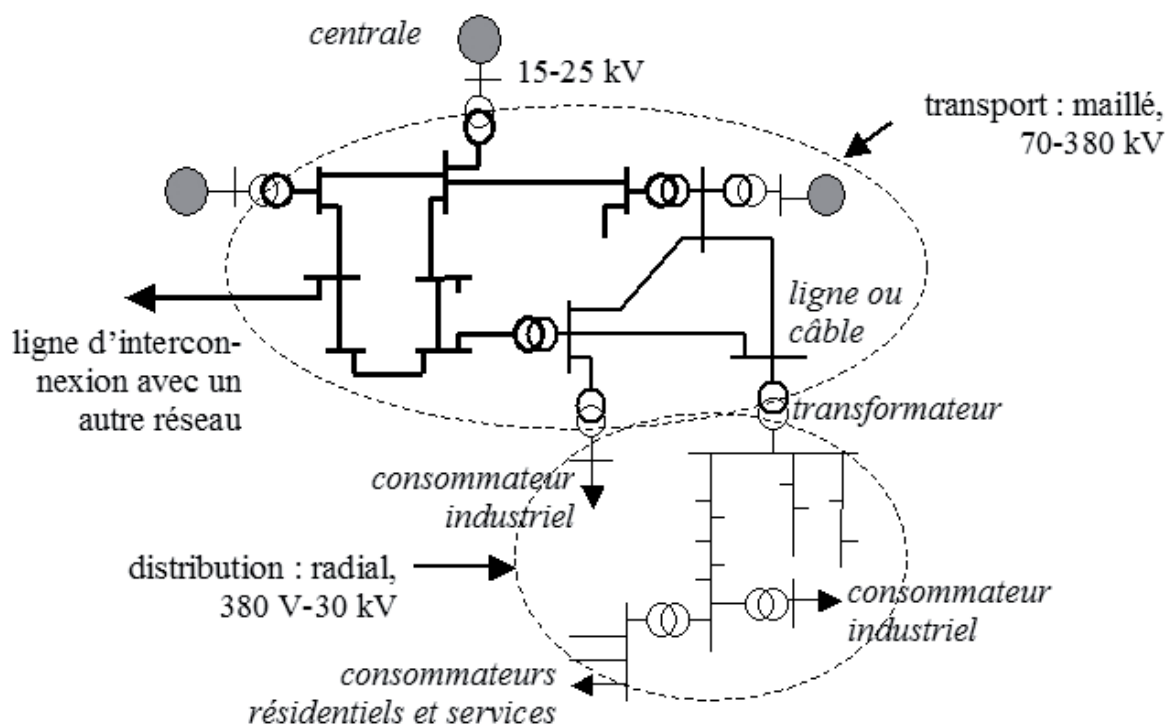


FIGURE 1. – Structure des réseaux de transport et de distribution (schéma unifilaire).

2.2.2. Puissances active et réactive

La présence de composants inductifs (dans les machines, lignes, câbles et transformateurs) et capacitifs (dans les lignes, câbles et bancs de condensateurs) entraîne un déphasage (c'est-à-dire un décalage dans le temps des sinusoïdes) du courant par rapport à la tension. L'onde de courant peut être exprimée comme la somme de deux

composantes, l'une en phase avec la tension, l'autre en quadrature (c'est-à-dire déphasée de 90°) avec celle-ci. Dans un diagramme de phaseur (cf. figure 2), la première correspond à la projection du phaseur du courant sur celui de la tension. Cette projection est appelée courant actif. La seconde correspond à la projection du phaseur de courant sur un axe orthogonal à celui de la tension; cette projection est le *courant réactif*.

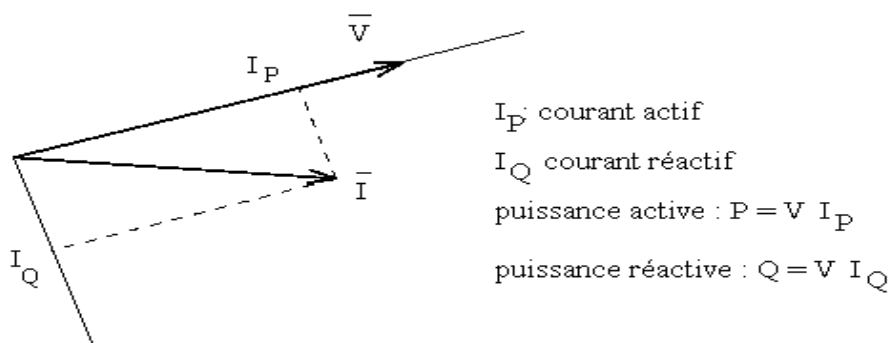


FIGURE 2. – Diagramme de phaseur de la tension et du courant ; définition des puissances.

Le produit du courant actif par le module de la tension est la *puissance active*⁶, qui est la valeur moyenne de la puissance instantanée et représente la composante utile de celle-ci. Elle s'exprime en watts (W), kilowatts (kW) ou mégawatts (MW). Par extension, on définit la *puissance réactive* comme le produit du courant réactif par la tension. La puissance réactive quantifie donc le déphasage du courant par rapport à la tension. Elle s'exprime en voltampères réactifs ou vars, kilovars (kvar) ou mégavars (Mvar).

Les composants inductifs (resp. capacitifs) consomment (resp. produisent) de la puissance réactive. Le tableau 2 indique comment les principaux composants se comportent du point de vue des puissances active et réactive.

En vertu d'une propriété des circuits en régime sinusoïdal, les puissances actives et réactives se conservent : à tout moment, tant pour la puissance active que la puissance réactive, la somme des productions est égale à la somme des consommations et des pertes de transport. Cette propriété a des conséquences impor-

tantes sur le fonctionnement et la conduite des réseaux électriques.

2.2.3. Transport de puissance active

Pour autant que l'on n'atteigne pas les limites de stabilité (ni les limites thermiques) du système, la puissance active peut se transporter à grande distance. À peu de choses près, il suffit d'augmenter les consignes de production de puissance active des générateurs situés dans une région et de diminuer d'autant celles situées dans une autre région pour créer un flux de puissance active de la première vers la seconde au travers des éléments du réseau. Ces transferts de puissance s'accompagnent principalement de déphasages angulaires des tensions.

En comparaison de la puissance transportée, les pertes actives dans les réseaux de transport sont relativement faibles (de l'ordre de quelques pourcents), même si, dans l'absolu, accumulées sur une année, ces pertes représentent une énergie considérable, qui requiert un mécanisme de rétribution de l'usage du réseau.

	Puissance active		Puissance réactive	
	Production	Consom.	Production	Consom.
Générateurs synchrones (centrales)	X		X (en régime surexcité)	X (en régime sous-excité)
Moteurs synchrones (grosses charges)		X	X (idem)	X (idem)
Générateurs asynchrones (petites centrales)	X			X
Moteurs asynchrones		X		X
Machines asynchrones à double alimentation (éoliennes récentes)	X		X	X
Autres charges		X		X (pour la majorité)
Lignes aériennes et câbles souterrains		X (pertes)	X (capacités transversales)	X (inductances longitudinales)
Transformateurs		X (pertes)		X
Bancs de condensateurs shunt			X	
Compensateurs statiques ou synchrones			X	X
Lien à courant continu :				
– côté redresseur	X	X	(1)	X
– côté onduleur			(1)	X

(1) Production possible avec la technologie récente du « Voltage Source Converter » ou convertisseur de type source de tension.

TABLEAU 2. – Comportement vis-à-vis des puissances active et réactive
(les cases vides correspondent à des puissances nulles ou négligeables en pratique).

⁶ Pour des raisons de simplicité, on se place ici dans une des phases du système triphasé. Dans un fonctionnement normal et de bonne qualité, le système est équilibré et les grandeurs triphasées se déduisent aisément des grandeurs monophasées.

Des transferts de puissance active ont lieu tant à l'intérieur des pays (p.ex. des sites hydrauliques vers les centres de consommation) qu'entre partenaires de grandes interconnexions telles que l'UCTE (cf. figures 3 et 4). Les réseaux ont été interconnectés dans le but d'améliorer la qualité de la fréquence en augmentant le nombre d'unités participant à sa régulation (voir section 1.3.1) mais surtout de pouvoir compter sur une assistance mutuelle en cas d'incident. En effet, la perte d'une unité de production chez un partenaire est compensée dans les premiers instants par une augmentation automatique de la production de nombreuses unités raccordées à l'interconnexion. En restant isolé, chaque *partenaire* devrait se ménager une réserve tournante⁷ beaucoup plus importante, donc beaucoup plus coûteuse, pour arriver au même niveau de fiabilité.

Il y a quelques années encore, les divers pays de l'UCTE étaient assez autonomes au niveau de leurs bilans énergétiques annuels et l'on assistait principalement à des échanges dictés par des opportunités saisonnières (p.ex.

complémentarité des parcs hydrauliques et thermiques en Europe) ou par les participations dans des centrales étrangères. Cependant, avec l'ouverture du marché de l'électricité, le volume des transactions commerciales s'est notablement accru.

L'impact d'une transaction au sein d'un grand réseau maillé est illustré à la figure 5 qui montre la distribution des flux de puissance active résultant d'un hypothétique transfert de 100 MW de la Belgique vers l'Italie au sein de l'UCTE (les pertes sont négligées). On constate bien entendu que certains pays non impliqués dans la transaction voient transiter par leurs frontières une partie de la puissance échangée⁸. Cette distribution des flux est connue de très longue date et tout à fait prévisible avec des outils de calcul des plus traditionnels. Cette réalité élémentaire n'a cependant pas été prise en compte lors de l'instauration du mécanisme des «chemins contractuels» par lequel, via le processus des nominations, les acteurs du marché annoncent aux gestionnaires de réseaux des transactions le long de chemins hypothétiques!

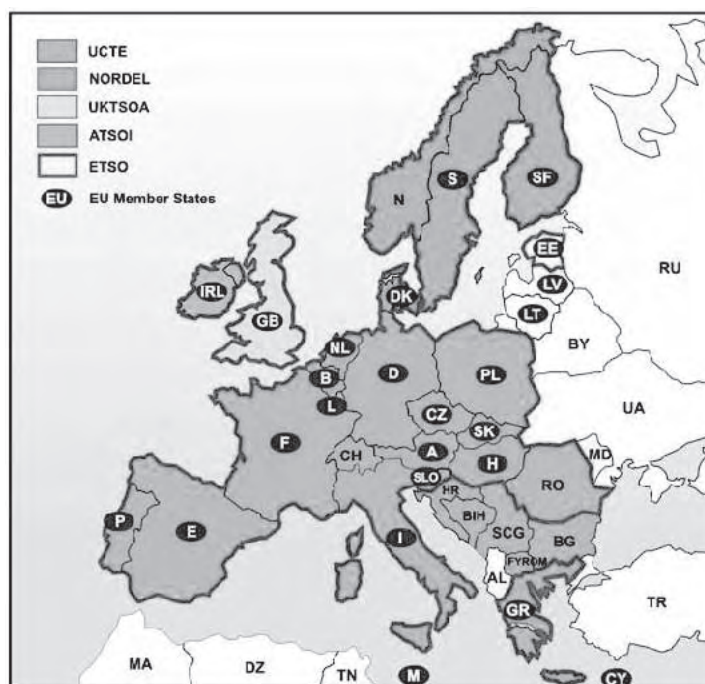


FIGURE 3. – Différentes organisations et zones d'interconnexion en Europe (ETSO = *European Transmission System Operators*).

⁷ Puissance supplémentaire rapidement productible par les générateurs synchronisés sur le réseau; elle n'est évidemment disponible que sur les unités ne fonctionnant pas à leurs maxima.

⁸ La littérature anglo-saxonne parle de "loop flows"; il ne s'agit que de la répartition du courant dans les divers chemins qui s'offrent à lui dans un circuit maillé.



FIGURE 4. – En foncé : région couverte par l'Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE).

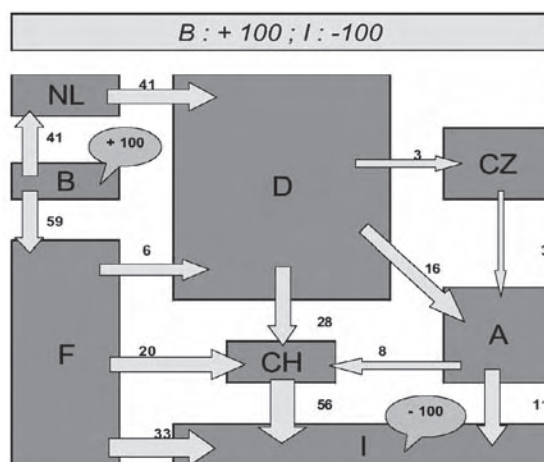


FIGURE 5. – Répartition d'un flux de puissance dans une interconnexion (exemple simple UCTE).

Le problème de l'écart entre flux physiques et transactions nominées suivant le chemin contractuel se pose avec d'autant plus d'acuité que, dans l'état actuel du fonctionnement du marché de l'électricité en Europe, seuls les gestionnaires de réseaux situés sur le chemin contractuel sont informés de la transaction. Il en résulte que certains réseaux, tel celui de la Belgique, sont fréquemment le siège de flux parallèles résultant de la combinaison des multiples transactions dont seule une partie est connue du gestionnaire. Ces flux inattendus chargent les équipements et peuvent mettre en danger la sécurité du système. On les appelle aussi flux non identifiés ou non nominés.

Avec l'accroissement de la part prise par la production éolienne, d'autres flux non prévus pourraient, dans le futur, provenir du caractère intermittent de ces sources d'énergie. Des parades efficaces existent, telle l'utilisation de transformateurs déphaseurs⁹ afin de rediriger les flux de puissance active. Cependant, de telles actions correctives par les divers partenaires de l'interconnexion

⁹ Le transformateur déphaseur peut être vu comme un transformateur à rapport de transformation complexe. Le déphasage est obtenu en insérant en série dans chaque phase une tension de l'ordre de quelques pourcents de la différence de potentiel entre les deux autres phases.

doivent être coordonnées en temps réel, sous peine de voir la situation s'aggraver. Or, à l'heure actuelle, il n'existe pas d'instance de coordination supranationale pour la conduite des réseaux de l'UCTE.

2.2.4. Transport de puissance réactive

Dans un réseau de transport, l'injection et le transfert de puissance réactive influencent principalement les amplitudes des tensions¹⁰.

Contrairement à la puissance active, la puissance réactive ne peut pas être transportée à longue distance. En effet, d'une part, le réseau participe significativement au bilan de puissance réactive du système; toute proportion gardée, les pertes réactives de transport sont beaucoup plus importantes que les pertes actives. D'autre part, le transport de puissance réactive s'accompagnant d'une chute de tension, il faudrait, pour le réaliser sur une grande distance, appliquer une différence de tension importante entre émetteur et récepteur; ceci est incompatible avec la nécessité de maintenir les tensions proches de leurs valeurs nominales, afin d'assurer la qualité de la fourniture d'électricité et donc le fonctionnement correct des équipements connectés.

Il en résulte que la puissance réactive demandée doit être produite par des sources relativement proches. Ces sources sont énumérées dans le tableau 2.

L'acheminement de la puissance réactive présente deux inconvénients. D'une part, comme on vient de le mentionner, il crée des chutes de tension. D'autre part, pour un courant actif donné (correspondant à une puissance active – c'est-à-dire utile – donnée), l'amplitude du courant est d'autant plus élevée que le courant réactif est important, d'où des pertes actives et des sections de conducteurs plus importantes.

Il importe donc de compenser les charges de manière à limiter leur consommation de puissance réactive. Ainsi, les noyaux magnétiques présents dans de nombreuses charges leur font consommer de la puissance réactive, qui peut être en partie compensée par des condensateurs placés en parallèle. La tarification de la fourniture de puissance réactive incite les grands consommateurs à réaliser cette compensation.

2.3. LES SERVICES SYSTÈMES

En tout point d'un réseau, l'amplitude de la tension alternative peut différer de quelques pourcents de sa valeur nominale sans que cela ne constitue une gêne pour le consommateur. Par contre, il importe que cette amplitude reste la plus constante possible au cours du temps.

La fréquence doit également rester constante mais, comparativement à la tension, les écarts que l'on peut admettre par rapport à la valeur nominale (50 ou 60 Hz) sont beaucoup plus faibles. En effet, d'une part, une

variation de la fréquence reflète un déséquilibre entre production et consommation. D'autre part, les groupes de production n'admettent pas les sur – ou sous-fréquences et sont mis à l'arrêt pour des écarts de l'ordre de 2 ou 3 Hz.

La régulation de la fréquence et de la tension sont des services vitaux, appelés services systèmes (ou même abusivement services auxiliaires) ne pouvant être fournis que par les producteurs. Avec l'essor de la production distribuée que l'on connaît dans certains pays, la participation à ces services des nouvelles petites unités de production devient une nécessité.

2.3.1. Régulation de la fréquence

Lorsqu'une perturbation crée un déséquilibre entre puissances produite et consommée (augmentation de la charge, déclenchement d'une unité de production suite à un problème, etc.), dans les secondes qui suivent, le déficit (resp. l'excédent) d'énergie est prélevé (resp. fourni) aux masses tournantes des ensembles turbines-générateurs. Celles-ci constituent donc le réservoir d'énergie (mécanique) qui pallie à très court terme l'absence de stockage de l'énergie électrique.

Lorsque de l'énergie cinétique est prélevée sur le rotor d'un groupe, sa vitesse de rotation décroît. Cette décroissance est perçue par le régulateur de vitesse, qui réagit en augmentant l'admission de fluide (vapeur, eau) dans la turbine afin d'accélérer le rotor et de ramener la vitesse très près de sa valeur nominale. Ceci ne s'applique évidemment que si la turbine fonctionne en dessous de sa puissance maximale. Cette régulation locale, au niveau du groupe de production, est appelée régulation primaire. Elle se manifeste quelques secondes après la perturbation et termine d'agir au plus tard en 30 secondes.

En régime établi, les vitesses électriques de toutes les machines synchrones d'une interconnexion sont les mêmes; cette valeur commune définit la fréquence du système. La régulation primaire étant du type proportionnel¹¹, après perturbation et retour au régime établi, la fréquence s'installe à une valeur légèrement différente. Cette erreur résiduelle¹² permet un partage de la variation totale de production par tous les groupes participant à la régulation primaire.

¹⁰ Dans ce qui suit, pour simplifier, nous nous conformons à l'usage d'appeler « tension » l'amplitude de la tension alternative.

¹¹ En régime établi, relation linéaire entre la vitesse (image de la fréquence) et la puissance active.

¹² À titre indicatif, dans l'UCTE, un déséquilibre production-consommation de 1000 MW (perte d'une unité nucléaire p.ex.) conduit à une erreur de fréquence après réglage primaire de l'ordre de 60 mHz.

La fourniture du service système de régulation primaire par un producteur implique:

- l'activation de la régulation de vitesse
- le maintien d'une bande de réglage permettant à la turbine d'augmenter la production du groupe en réaction à un incident¹³.

Ce service assure la sûreté de fonctionnement du système par une action solidaire de tous les groupes qui y participent. Dans un système interconnecté, lorsqu'une unité vient à déclencher dans un pays, toutes les unités participant à la régulation primaire réagissent automatiquement. Une partie seulement de la puissance perdue est donc produite par les unités du pays déficitaire. Le reste, produit à l'étranger, est acheminé via les lignes d'interconnexion du pays affecté¹⁴. Ces lignes doivent donc être exploitées avec une marge de sécurité permettant le passage de cette puissance en cas d'incident.

La régulation secondaire s'appuie sur la définition de zones de réglage. Dans l'UCTE, à l'heure actuelle, ces zones coïncident avec les pays, à quelques exceptions près.

Le rôle de la régulation secondaire de fréquence est de ramener la fréquence à sa valeur nominale et les puissances échangées entre zones de réglage à leurs valeurs programmées.

Alors que toutes les centrales participent au réglage primaire, dans le réglage secondaire c'est la zone responsable du déséquilibre production-consommation initial qui doit ajuster les productions de ses centrales. Sous l'effet de ce réglage, les unités des autres zones retournent au point de fonctionnement pré-incident et reconstituent donc leur réserve. Ce processus prend de l'ordre de quelques minutes.

Un régulateur secondaire est installé dans chaque zone et agit sur certaines centrales de cette zone, qui doivent disposer des réserves suffisantes. Si ce n'est pas le cas, le réglage secondaire commande le démarrage d'unités rapides (centrales hydraulique, turbines à gaz).

2.3.2. Régulation de la tension

Pour réguler la tension en un point d'un réseau, il faut y placer un composant capable de produire ou d'absorber de la puissance réactive et asservir celui-ci de sorte qu'il produise davantage de puissance réactive lorsque la tension tend à diminuer (et inversement).

Le principal composant réalisant une telle régulation est simplement la machine synchrone, utilisée dans les centrales conventionnelles. Celle-ci est équipée d'un régulateur de tension, dont le rôle est d'ajuster rapidement la tension appliquée à l'enroulement d'excitation (au rotor) de la machine afin de maintenir quasiment constante la tension aux bornes (c-à-d au stator) de celle-ci, en réponse aux perturbations provenant du réseau. Toutes autres choses étant égales, la production de puissance réactive augmente quand le courant dans l'enroulement d'excitation

augmente; inversement, elle diminue avec la diminution du courant d'excitation et peut même changer de signe (passage en absorption).

La puissance réactive d'une machine synchrone est cependant limitée. En production, la puissance est limitée par l'échauffement de l'enroulement rotorique, voire des enroulements statoriques. En absorption, la limitation est principalement imposée par la stabilité du fonctionnement. Une fois ces limites dépassées au delà du temps admissible, la régulation de tension est mise hors service pour protéger la machine et la tension aux bornes de celle-ci n'est plus contrôlée. Dans des situations sévères, ce passage en limite peut contribuer à une instabilité de tension du système (cf. Section 2.4.2).

Une plus grande ouverture du marché de l'électricité pourrait conduire à la prévalence de l'importation de puissance par rapport au remplacement des centrales arrivées en fin de vie. Cependant, comme on l'a dit, le transfert de puissance réactive sur de grandes distances n'est pas possible. Il faudrait alors se tourner vers des moyens de compensation pour produire celle-ci localement.

La compensation par des condensateurs shunt joue un rôle dans la régulation de tension. En diminuant les transits de puissance réactive, la compensation contribue à la diminution des chutes de tension dans le réseau de transport. Dans le même ordre d'idées, on place également des condensateurs aux niveaux inférieurs de tension des réseaux afin d'y équilibrer partiellement la consommation de puissance réactive des lignes et transformateurs. La compensation peut également être manœuvrée automatiquement:

- soit sur critère de tension (enclenchement de condensateurs sur tension basse, déclenchement sur tension haute);
- soit pour soulager les machines synchrones et ménager sur celles-ci les réserves dynamiques de puissance réactive requises pour soutenir la tension dans les premiers instants qui suivent une perturbation.

Pour une régulation plus fine et/ou plus rapide, il faut se tourner vers l'électronique de puissance. À cette fin, le compensateur statique de puissance réactive est utilisé depuis deux ou trois décennies dans certains réseaux. Il se comporte comme une susceptance variable, asservie au maintien de la tension. Cette caractéristique est obtenue en réglant l'angle d'allumage de thyristors

¹³ Au niveau de l'ensemble de l'UCTE la somme de toutes les bandes de réglage de l'interconnexion constitue une réserve de 3000 MW; chaque partenaire en reprend une partie, proportionnelle à la puissance qu'il produit.

¹⁴ À titre d'exemple, la perte d'une unité de 1000 MW en Belgique entraîne une augmentation d'environ 35 MW de la production des autres centrales belges; le reste, soit 965 MW, arrive par les lignes d'interconnexion à 380 et 220 kV.

commandant le passage du courant dans une inductance shunt.

Le compensateur statique est le premier né de la famille des dispositifs FACTS¹⁵ conçus dans le but de pouvoir rediriger des flux de puissance, de réguler la tension, ou d'améliorer la stabilité des systèmes d'énergie électrique. Le compensateur statique de puissance réactive, de même que la compensation série variable, font partie d'une première génération de dispositifs FACTS, recourant à des thyristors « conventionnels » pouvant être commandés à l'allumage mais pas à l'extinction. La seconde génération utilise des thyristors GTO ou IGBT pouvant être commandés à l'allumage et à l'extinction. Placés dans des convertisseurs à sources de tension, ces composants permettent, le cas échéant, un échange de puissance active entre le dispositif FACTS et le réseau. Les FACTS offrent des potentialités intéressantes mais les coûts d'investissement restent encore assez élevés. Ils se justifient dans des applications où la rapidité d'action est primordiale.

Pour terminer, mentionnons que la régulation de tension dans les réseaux de distribution est essentiellement assurée par des condensateurs shunt et par les régulateurs en charge qui équipent les transformateurs HT/MT alimentant ces réseaux. Le régulateur en charge permet d'ajuster le rapport de transformation, sans interrompre le flux de puissance, afin de maintenir la tension du côté de la distribution dans une certaine plage de valeurs. Cette technique est également utilisée dans les réseaux de transport.

2.4. SCÉNARIOS DE DÉFAILLANCE

2.4.1. Déclenchements en cascade

Le courant qui parcourt chaque phase d'une ligne aérienne doit rester en dessous d'une limite sous peine de dégradation du matériau mais surtout parce que la dilatation des conducteurs les fait se rapprocher du sol. Une ligne chargée au-delà de sa limite thermique peut être déclenchée par une protection de surcharge, par l'opérateur, ou plus malencontreusement parce qu'un arc électrique jaillit entre elle et un objet trop proche mis à la terre (p.ex. un arbre, ce qui crée un court-circuit). Des surcharges temporaires sont néanmoins admissibles étant donnée l'inertie thermique du matériau.

Le déclenchement en cascade par surcharge thermique est le scénario de défaillance le plus simple et sans doute le plus connu. Suite à la perte d'un ou de plusieurs équipements de transport ou de production, les flux de puissance se reportent dans les équipements restants. Si un de ceux-ci est chargé au-delà de sa limite et vient à déclencher, le report de puissance s'accroît et peut conduire au déclenchement d'autres éléments. Suivant les réseaux et les situations, cette dégradation en cascade peut conduire à un morcellement du réseau et/ou à une instabilité du système.

2.4.2. Instabilités

Les systèmes électriques de puissance sont des systèmes non linéaires. La stabilité de leur fonctionnement est assurée au voisinage d'un point d'équilibre. Des perturbations suffisamment importantes peuvent leur faire perdre la stabilité selon différents mécanismes (disparition du point d'équilibre, manque d'attraction du point d'équilibre post-incident, bifurcation, etc.).

La figure 6 montre une classification des différentes formes de stabilité sous l'angle des phénomènes, de l'amplitude de la perturbation et des échelles de temps. Une explication détaillée sort du cadre de ce document et nous nous limiterons à quelques remarques générales.

Dans les réseaux modernes, l'instabilité angulaire aux petites perturbations prend la forme d'oscillations rotatoires¹⁶ mal amorties voire instables. L'extension d'une interconnexion et l'incorporation à celle-ci de systèmes moins robustes peuvent faire apparaître de telles oscillations. Les modes d'oscillation les plus difficiles à amortir sont les modes interrégionaux dans lesquels les machines d'une région oscillent en opposition de phase avec celles d'une autre région.

L'instabilité angulaire aux grandes perturbations concerne la perte de synchronisme des générateurs sous l'effet d'un court-circuit éliminé trop tardivement (raté de protection) ou de la perte de plusieurs équipements de transport. La perte de synchronisme se solde par le déclenchement des unités concernées.

Dans une grande interconnexion telle l'UCTE, la fréquence subit des variations relativement faibles, même lors d'incidents sévères. L'instabilité de fréquence concerne essentiellement les situations où la perte de plusieurs lignes de transport conduit à un morcellement du système. Si un bloc se détache du reste du système, il évolue vers une fréquence propre et le contrôle de celle-ci peut être difficile en cas de déséquilibre important entre production et consommation dans le bloc. En cas de déficit de production, la chute de la fréquence peut être enrayée par un délestage de charge (en sous-fréquence).

Dans un certain nombre de réseaux, l'instabilité de tension est pointée comme une importante contrainte d'exploitation. Une instabilité de tension se manifeste sous la forme d'une décroissance généralement monotone et inacceptable des tensions dans une région. Cette dégradation provient de la tentative des automates de

¹⁵ Flexible Alternating Current Transmission Systems. Nous n'aborderons pas ici l'utilisation des FACTS dans les réseaux de distribution en vue d'améliorer la qualité de l'onde fournie par le réseau aux charges sensibles, de réduire les nuisances causées par certaines charges (électronique de puissance, fours à arc, laminoirs, etc...) ou d'améliorer le fonctionnement de la production distribuée.

¹⁶ Oscillations du rotor s'ajoutant au mouvement uniforme correspondant à un fonctionnement normal. La fréquence de ces oscillations se situe entre 0.1 et 2 Hz suivant le mode d'oscillation.

régulation des charges de restaurer un niveau de consommation que le système production-transport ne peut plus satisfaire, suite à un incident. Le passage en limite réactive des générateurs (et compensateurs) contribue à limiter la puissance pouvant être fournie aux charges. Une idée encore répandue associe cette forme d'instabilité à la seule puissance réactive mais le transfert de puissance active (sur de grandes distances) joue également un rôle important.

L'instabilité de tension à court terme concerne principalement le décrochage des moteurs asynchrones suite à des creux de tension trop marqués. Les liaisons à courant continu interviennent également sur cette échelle de temps. L'instabilité de tension à long terme est associée au passage en limite de générateurs et à la dynamique plus lente de la charge, principalement sous l'effet des régleurs en charge, voire sous celui des thermostats contrôlant le chauffage électrique.

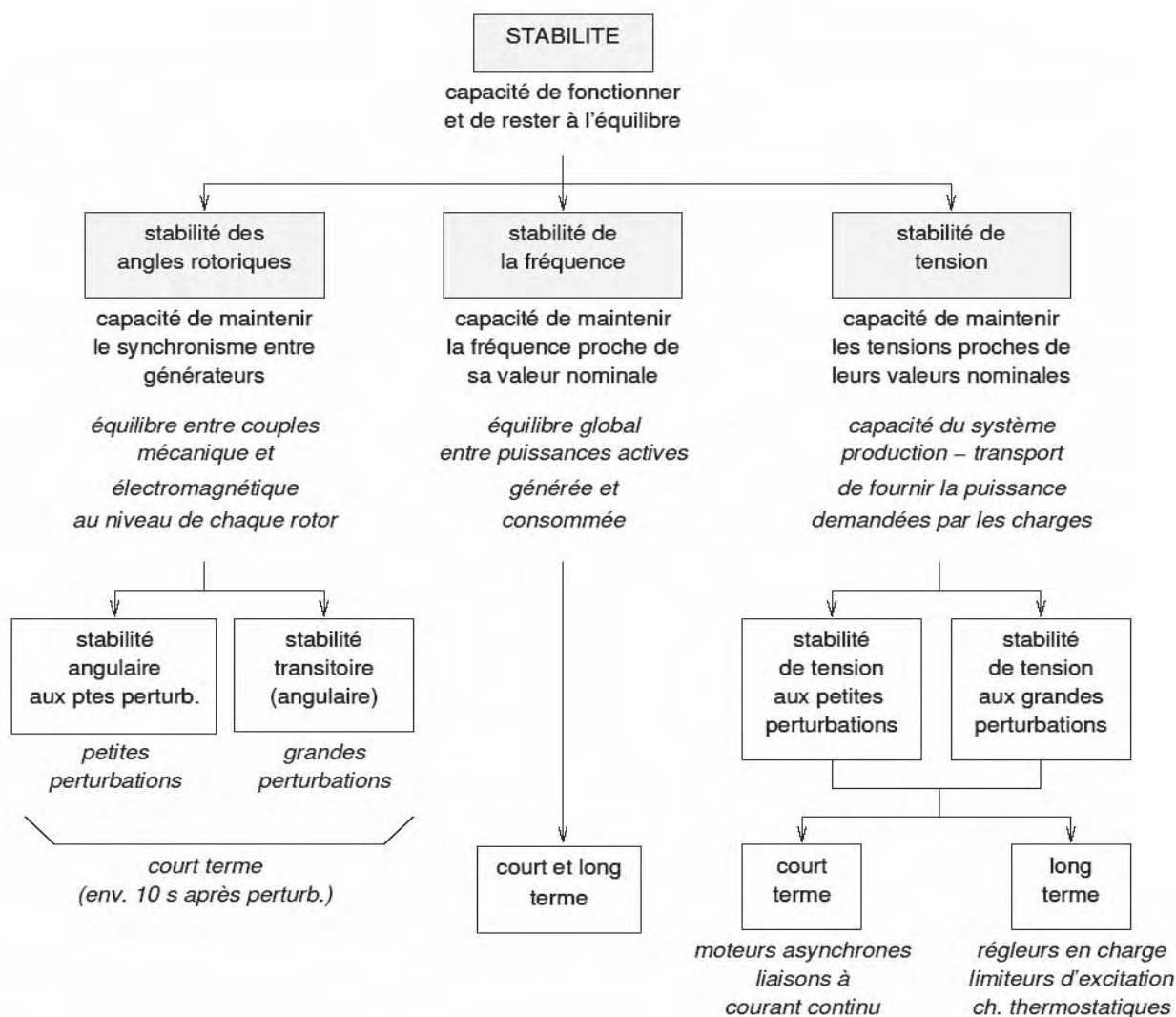


FIGURE 6. – Stabilité : classification et brève description (court terme : typiquement 10 à 20 s après apparition de la perturbation – long terme : quelques minutes à une dizaine de minutes).

En pratique, une forme d'instabilité peut en entraîner une autre. Par exemple, un déclenchement de lignes en cascade ou une instabilité de tension à long terme peut induire une perte de synchronisme. Par ailleurs, le fonc-

tionnement en régime dégradé peut activer certaines protections mettant hors service des équipements de production ou de transport, ce qui aggrave évidemment la situation initiale.

2.5. PARADES CONTRE LES PANNES MAJEURES DE FONCTIONNEMENT

2.5.1. Mesures préventives et curatives

Il y a deux types de parades contre les pannes majeures de fonctionnement : les unes sont préventives et les autres curatives.

Préventivement, les marges de sécurité doivent être évaluées par rapport à des incidents plausibles et des actions doivent être prises pour augmenter ces marges si nécessaire. Le contrôle préventif de la sécurité peut conduire un gestionnaire de réseau à ajuster les capacités de transfert (« Available Transfer Capacities ») annoncées, à modifier un schéma de production, à imposer le maintien en service d'un groupe (afin, par exemple, de disposer de son contrôle de la tension et de sa réserve de puissance réactive), voire, dans des situations extrêmes, de délester préventivement de la charge. Toutes ces actions ont un coût. De plus, dans le contexte de l'ouverture du marché, ces décisions doivent être prises de manière plus transparente en s'appuyant sur des critères et des outils de calcul appropriés.

Il serait illusoire et en tout état de cause extrêmement coûteux de vouloir se prémunir contre toutes les défaillances possibles du système. Il faut donc trouver un compromis entre le coût des mesures préventives et le risque encouru en ne les prenant pas. Le compromis généralement accepté consiste à faire fonctionner le système de telle manière qu'il puisse subir les incidents les plus probables sans préjudice pour les consommateurs, tandis que pour les scénarios plus sévères (mais moins probables), le gestionnaire du réseau s'en remet à des actions curatives affectant éventuellement une partie des consommateurs.

2.5.2. Actions en mode d'urgence

Le tableau 3 énumère les actions curatives les plus utilisées¹⁷. Certaines peuvent être engagées par l'opérateur d'un centre de conduite tandis que d'autres requièrent la rapidité de réponse d'un automate. Dans le second cas, on désigne par protections systèmes les actions curatives automatiques visant à préserver le fonctionnement de la plus grande partie possible du système. Ces actions affectent généralement les générateurs et/ou les charges et ne sont acceptables qu'en réponse à des perturbations sévères.

Action curative	Problème contré	Engagée par
Modification rapide du schéma de production (centrales hydrauliques, liaison à courant continu)	surcharges instabilité de tension	opérateur
Modification de la position des transformateurs déphaseurs	surcharges	opérateur
Démarrage d'unités rapides (turbines à gaz, hydrauliques)	surcharges instabilité de tension	opérateur
Modification de la topologie	surcharges	opérateur
Délestage manuel	surcharges instabilité de tension	opérateur
Délestage en sous-fréquence	instabilité de fréquence	protection système
Délestage en sous-tension	instabilité de tension	protection système
Blocage ou modification de la consigne des régleurs en charge	instabilité de tension	opérateur ou protection système
Fast valving ¹⁸	instabilité angulaire	protection système
Rejet de production	instabilité angulaire	protection système
Séparation de zones sur rupture de synchronisme	instabilité angulaire	protection système

TABLEAU 3. – Actions curatives les plus utilisées.

¹⁷ Dans chaque système, selon les problèmes rencontrés, on a recours à un sous-ensemble de ces actions.

¹⁸ Action rapide sur les soupapes des turbines.

Les protections systèmes se distinguent par :

- les informations utilisées : mesures locales (préférées, quand c'est possible, pour des raisons de fiabilité) ou globales (p.ex. mesures synchrones des phaseurs de tension collectées à divers endroits du système et acheminées au point de décision) ;
- le critère d'activation : détection de l'incident initiateur (p.ex. ouverture de disjoncteurs suite à un défaut) ou mesure de ses effets (p.ex. la chute de la fréquence ou de la tension).

Les moyens d'action : locaux (p.ex. sur un élément dans un poste) ou globaux (actions coordonnées sur différents éléments du système).

2.5.3. Analyse préventive de la sécurité

La fiabilité d'un système électrique est caractérisée par la probabilité de fonctionner correctement sur une longue période de temps. Elle caractérise donc la capacité de fournir une énergie électrique répondant aux standards de qualité avec peu d'interruptions par unité de temps. Elle peut être quantifiée par la fréquence, la durée et l'amplitude des interruptions de service.

La fiabilité englobe deux notions fondamentales :

- *l'adéquation* concerne la capacité de fournir la puissance et l'énergie totale demandée par l'ensemble des consommateurs, compte tenu des indisponibilités programmées ou inattendues de composants ;
- la *sécurité* concerne la capacité de résister à un ensemble de perturbations crédibles et soudaines (tels que des courts-circuits ou la perte inattendue de certains composants) sans interrompre la fourniture d'énergie.

La sécurité dépend des conditions de fonctionnement aussi bien que des incidents considérés. Le degré de sécurité varie dans le temps tandis que la fiabilité caractérise le comportement moyen sur une période de temps.

On distingue de plus :

- la *sécurité statique*, qui s'intéresse à la « qualité » du point de fonctionnement atteint dans la configuration

post-incident. On vérifie typiquement que les capacités thermiques des équipements ne sont pas dépassées et que les tensions restent dans des intervalles spécifiés ;

- la *sécurité dynamique* qui s'intéresse à la transition du système vers un nouveau point de fonctionnement, en particulier sa capacité de répondre de manière stable (cf. figure 6).

L'analyse de la sécurité statique est une fonctionnalité omniprésente dans les centres de conduite. Ce type d'analyse est effectué par le gestionnaire de réseau à différents horizons temporels, les deux derniers stades étant :

- quotidiennement, à la clôture du marché, pour vérifier la sécurité du système dans sa configuration prévue pour le lendemain ;
- en temps réel, de manière récurrente, pour tenir compte de la situation courante.

Avec l'accroissement de la puissance de calcul et le développement de méthodes d'analyse spécifiques, l'analyse de la sécurité dynamique est devenue également possible, même si son usage n'est pas encore aussi répandu.

Comme mentionné précédemment, il n'est pas possible de garantir la sécurité vis-à-vis de n'importe quelle perturbation. Une analyse de risque s'imposerait donc. Face à la complexité de ce problème, l'approche déterministe traditionnelle consiste à concevoir et faire fonctionner le système de telle sorte qu'il puisse subir les incidents considérés comme les plus crédibles. En pratique, ces incidents sont définis comme la perte d'un élément de transport ou de production. Ceci conduit au critère de sécurité N-1 qui examine le comportement d'un système de N composants suite à la perte d'un d'entre eux. La sécurité N-1 est assurée si le système peut subir chacun de ces incidents simples sans l'aide d'actions correctives¹⁹, en particulier sans affecter les consommateurs. Des incidents plus sévères peuvent être considérés, pour lesquels des actions correctives sont autorisées, l'objectif étant de s'assurer que la propagation des effets de l'incident initial est stoppée.

¹⁹ Il peut exister une certaine souplesse dans la mise en œuvre de ce critère. Ainsi, dans les niveaux de tension inférieurs, une action préprogrammée, bien maîtrisée par les opérateurs et n'affectant pas directement les consommateurs peut être acceptée même après un événement simple. C'est le cas par exemple d'une manœuvre modifiant la topologie du réseau pour lever une surcharge thermique en situation post-incident.

3. ÉVOLUTION RÉCENTE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN

3.1. EXTENSION DE LA ZONE SYNCHRONE

3.1.1. Introduction

Le développement de l'interconnexion en Europe a connu un grand dynamisme dans les années 1970 pour permettre à l'énergie nucléaire de se développer rapidement avec des tailles d'unités de production importantes (1 GW), tout en maintenant les réserves instantanées de production à un niveau bas. Les capacités des interconnexions étaient essentiellement définies pour cette fonction de secours mutuel.

La libéralisation des marchés a remis l'accent sur ces capacités d'interconnexion dont des limitations pouvaient protéger les anciens monopoles de production sur leur territoire historique.

De plus, la chute du Rideau de Fer a débouché sur la généralisation du modèle économique libéral et sur la création de marchés locaux de l'électricité. Une intégration progressive de ces marchés dans le marché européen est politiquement souhaitée, ce qui pousse à une extension très rapide du système interconnecté européen vers l'Est et vers les pays circum – méditerranéens.

3.1.2. Rappel des avantages économiques de l'interconnexion

L'interconnexion de deux systèmes électriques apporte une série d'avantages économiques qu'il y a moyen de quantifier de manière précise et préalable pour chaque cas envisagé. Les aspects suivants doivent être pris en compte :

- Amélioration de la courbe de charge globale due à la non-simultanéité des pointes, aux différences climatiques, au décalage horaire, etc.
- Meilleure utilisation des unités de production les plus économiques ou, en termes de marché, amélioration de l'offre et attente de réduction du prix de l'électricité.
- Réduction des capacités totales par mise en commun des réserves. Cet avantage concerne surtout les petits systèmes s'interconnectant à un grand système.
- Capacité d'accueil des énergies renouvelables plus grande, celles-ci ayant souvent un caractère intermittent.
- Accès plus large aux capacités de stockage hydraulique des sites montagneux.

Si les éléments cités ci-dessus sont de nature à réduire les coûts d'exploitation, la création d'un marché international de l'énergie électrique, rendu possible par l'interconnexion, peut poser des problèmes aigus d'harmonisation des contextes nationaux dans de nombreux domaines : règles de concurrence, subsidiations, respect de l'environnement, sécurité juridique des investissements, etc.

L'ouverture des marchés implique, en effet, la liberté de commercer et d'investir sans risques politiques et de façon non discriminatoire, dans les pays concernés.

3.1.3. Rappel de l'impact technique de l'interconnexion

Au niveau du fonctionnement des systèmes, on notera comme avantages techniques :

- Une réduction des écarts de fréquence.
- La possibilité d'améliorer la sécurité globale du système par secours mutuel en situation d'urgence.
- Une amélioration du réglage de la tension aux interfaces.

Ces avantages sont d'autant plus sensibles que le système qui s'interconnecte est petit.

Les inconvénients techniques de l'interconnexion sont en général plus difficiles à appréhender :

- Des incidents risquent de se propager au-delà de l'interface. Les déséquilibres production-charge qui étaient résolus par des délestages fréquentométriques faciles à implanter peuvent se traduire après interconnexion en écroulements de tension.
- Des courts-circuits et/ou des déclenchements de lignes peuvent entraîner la perte de synchronisme d'unités de production dans les deux systèmes interconnectés.
- Des flux de puissance imprévus, résultats de modifications topologiques ou de puissance injectée dans le réseau sont induits chez les voisins. Ce phénomène est particulièrement préoccupant en cas de grande pénétration de l'énergie éolienne, du fait même du caractère intermittent de ce type de moyen de production.
- Des puissances de court-circuit, augmentées à l'interface, peuvent mettre du matériel en péril.
- Des oscillations électromécaniques lentes (0,1 – 0,5 Hz) et non amorties risquent de perturber l'ensemble des systèmes interconnectés.

3.1.4. Maîtrise des problèmes techniques liés à l'extension de l'interconnexion

L'extension de l'interconnexion implique la nécessité de réévaluer un certain nombre de concepts concernant la protection, le réglage et l'exploitation des systèmes :

- Les critères de sécurité et les méthodes de calcul des capacités de transfert doivent être rendus compatibles des deux côtés de l'interface.
- Les réglages primaire et secondaire doivent être harmonisés.

- Les protections et actions de défense doivent être coordonnées.
- Des boucles de stabilisation sur les régulateurs de tension doivent éventuellement être installées.

La maîtrise de ces concepts nécessite une collaboration étroite entre les gestionnaires de réseaux et, en particulier, la construction de modèles communs de simulation avancée. Les techniques récentes de mesure de phaseurs synchronisée par satellite ouvrent une ère nouvelle en matière d'estimation d'état et d'actions de défense.

On peut montrer que l'extension d'une zone synchrone au-delà d'une certaine taille apporte de moins en moins d'avantages techniques alors que les inconvénients peuvent augmenter. La liaison de deux systèmes par lignes à courant continu ou convertisseurs dos à dos permet de limiter le champ d'interaction des systèmes liés mais sort du sujet de ce paragraphe.

3.1.5. Le processus décisionnel

L'UCTE revendique un pouvoir de veto sur l'extension de la zone synchrone européenne (hors pays nordiques et insulaires). L'association des gestionnaires de réseaux est en effet responsable du bon fonctionnement du réseau européen. Partant du principe que les ingénieurs résoudront toujours les problèmes techniques qui se présenteront à eux, il faut bien reconnaître que la décision d'interconnexion, qui apparaît comme un moyen d'exporter un modèle économique libéral, d'implanter le concept de marché européen ou encore de contribuer à la sécurité d'alimentation, ressort en grande partie de la sphère politique.

Enfin, l'interconnexion peut apparaître comme un geste de solidarité à haut contenu symbolique, ou comme un élément d'un partenariat énergétique.

En conséquence, la décision d'étendre la zone synchrone de l'Europe devient une responsabilité politique, en concertation avec tous les acteurs du marché, mais il faut garder ses inconvénients à l'esprit.

3.1.6. Les grands projets actuels d'interconnexion

Extension de l'Europe

Une première vague d'extension de l'UCTE s'est produite en 1995, avec la connexion du système CENTREL (Pologne, Tchéquie, Slovaquie, Hongrie).

L'amélioration exigée des réglages primaires de ces pays les a conduits d'emblée à un niveau de performance aussi élevé que celui des pays de l'UCTE. Après un essai de quelques mois, la synchronisation permanente n'a pas apporté de problèmes majeurs, même si quelques cas d'oscillations à basse fréquence ont été rapportés.

La synchronisation de la Bulgarie, Roumanie, Bosnie, Serbie, Macédoine, Albanie et Grèce avec l'UCTE a été réalisée fin 2004.

La connexion de la Turquie est en cours d'étude avec un horizon de réalisation en 2008.

MEDRING

S'agit-il d'un rêve d'ingénieur, d'un symbole fort, d'une vision politique? L'idée de créer une grande boucle 400/500 kV autour de la mer Méditerranée a déjà été étudiée de manière approfondie (financement par la CE) et plusieurs projets orientés vers cet objectif ont été réalisés ou sont décidés:

- Interconnexion en courant alternatif du Maroc, de l'Algérie et de la Tunisie avec l'Espagne à travers un câble sous-marin à 400 kV, mis en service en 1997.
- Projet ELTAM: Renforcement de l'interconnexion Égypte – Libye – Tunisie -Algérie – Maroc financé par le Fades. Un plan commun d'investissement est approuvé. Tractebel Engineering a été responsable de l'étude de faisabilité.
- Méditerranée de l'Est: l'ensemble Libye, Égypte, Jordanie, Syrie est déjà synchronisé; la création de la boucle méditerranéenne passe donc par la fermeture de l'interconnexion Tunisie – Libye (220 kV) et de la Turquie côté européen (d'abord) et syrien (ultérieurement).

Interconnexion Est-Ouest (UCTE-UPS)

La plus grande interconnexion synchrone de l'Histoire est à portée de main. Un accord politique entre la CE et la Russie a été signé en 2002.

L'étude approfondie de la faisabilité technique, menée conjointement par UCTE et RAO (participation d'Elia et de Tractebel Engineering), a démarré en avril 2005 et devrait définir de façon précise (dès 2008) les conditions de synchronisation. Serait ainsi créé le plus grand système électrique synchrone du monde (UCTE: 600 GW + UPS: 330 GW) allant de la Tunisie à la Sibérie.

Cette interconnexion, outre le challenge technique qu'elle constitue, devra reposer sur des accords fermes à propos des règles commerciales et environnementales en vigueur en Russie.

3.1.7. Conclusion

L'écroulement du système communiste en Europe de l'Est et en Russie, de même que la généralisation du modèle économique libéral, ont pris le pas sur les considérations techniques comme moteur d'un vaste mouvement d'extension de l'interconnexion à partir de l'Europe.

L'usage en butée des capacités de transit sur les interconnexions et les lacunes éventuelles de coordination de l'exploitation, de même que l'apparition de phénomènes dynamiques nouveaux, telles les oscillations interzonales, seront autant de défis techniques où la Belgique a un rôle à tenir.

3.2. OUVERTURE ET ORGANISATION DES MARCHÉS OU INTERROGATIONS ÉCONOMIQUES SUR LE FUTUR DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

3.2.1. Introduction

Précisons d'abord que le terme « marché » est constamment pris, dans ce rapport, au sens économique, c'est-à-dire l'échange de produits entre vendeurs et acheteurs.

Il est devenu habituel de distinguer deux composantes majeures dans l'organisation du marché de l'électricité (en fait du marché de l'énergie électrique: on ne vend pas d'électrons!). Il y a, d'une part, la structure du marché directement liée aux aspects physiques ou industriels. Elle concerne le nombre et la taille des opérateurs, le degré de concentration de l'industrie, la capacité des moyens de production à satisfaire la demande. D'autre part, l'architecture du marché, c'est-à-dire les aspects organisationnels: comment organiser les marchés électriques, par quels organismes, quels règlements, quels contrats en assurant la continuité et la pérennité en satisfaisant les besoins économiques des parties prenantes: producteurs, transporteurs et consommateurs?

Ni la structure, ni l'architecture des marchés électriques n'étaient sources de préoccupation avant la libéralisation. L'industrie était pratiquement toujours soumise à des règles qui se limitaient aux problèmes de structure. Des organismes de coordination et une intégration verticale du secteur assuraient une fourniture de services électriques sans recours à des mécanismes économiques de marché.

La transition d'un système régulé vers un marché concurrentiel à l'échelle européenne constitue un défi politique et économique majeur souvent mal appréhendé par les différents acteurs. L'évolution est, certes lente, mais réelle.

Le danger majeur durant cette phase transitoire est l'absence de signaux économiques fiables et stables, ce qui induit des comportements attentistes en termes d'investissements. Or ceux-ci sont un des éléments clés pour un fonctionnement fiable et économiquement compétitif du secteur électrique et, partant, pour la position concurrentielle de notre économie.

3.2.2. Architecture du marché

3.2.2.1. Transport de l'électricité dans un réseau multizonal

Les problèmes relatifs au transport de l'énergie électrique sont probablement ceux qui ont fait l'objet des recherches et des investigations les plus nombreuses dans les nouveaux marchés de l'électricité.

Deux architectures dominent le débat: les systèmes nodaux et les systèmes dits «du timbre poste».

Dans un système nodal, la valeur économique d'un transport d'électricité entre deux nœuds est, par définition, la différence entre les prix locaux²⁰ de l'énergie à ces deux nœuds. Dans un système du « timbre-poste », par contre, le prix est supposé le même dans chacune des zones sous le contrôle d'un gestionnaire de réseau. Dans cette approche, le système électrique européen est qualifié de multizonal et constitué de zones interconnectées. L'ensemble des moyens de réglage et d'équilibrage est coordonné au niveau de chaque zone, souvent par un gestionnaire unique.

Le système nodal émerge actuellement comme modèle de référence aux USA. Il n'est pas très populaire en Europe où il est considéré comme trop potentiellement instable, complexe et susceptible de conférer un avantage économique aux acteurs disposant d'une bonne connaissance du réseau. L'Europe lui préfère la méthode du « timbre-poste ». Différentes propositions ont été faites par les gestionnaires des réseaux européens pour organiser le commerce interzonal (pratiquement transfrontalier jusqu'à présent) sans qu'on sache grand chose sur leurs efficacités réelles. Les « timbres-poste » et ces propositions sont basées sur une représentation des réseaux par zones et une certaine forme de coordination entre gestionnaires de réseaux de transport (GRT) ou entre ces gestionnaires et les Bourses de l'Électricité (PX ou Power Exchanges).

L'expérience internationale, tant avec les réseaux multizonaux qu'avec des marchés séparés de l'énergie et du transport, a été pour le moins mitigée jusqu'à présent. La plus élaborée des propositions européennes, c'est-à-dire la proposition ETSO/ Europex²¹, est basée sur un mécanisme de couplage de marchés interconnectés physiquement. Elle propose de gérer les congestions susceptibles d'intervenir sur les liaisons physiques entre zones voisines à partir des signaux prix spot issus des bourses électriques présentes dans chaque zone. Cette proposition présente à la fois des qualités et des défauts. Elle est potentiellement très intéressante si elle est rigoureusement appliquée et si sa logique est poussée jusqu'à la limite, c'est-à-dire avec l'organisation d'interactions bien définies entre les différentes Bourses de l'Électricité et les opérateurs des réseaux de transport. Cela revient en fait à une intégration des marchés de l'énergie et du transport interzonal. Par contre, une interprétation laxiste du texte de ce projet pourrait rappeler feu le système californien avec les mêmes défaillances dans le traitement des congestions que celles identifiées par les experts indépendants bien avant l'effondrement complet du système, à savoir la séparation des marchés de l'énergie et des capacités de transmission, la cohabitation de zones de réglage non coordonnées et enfin la volonté de définir un prix unique dans chaque zone de réglage.

²⁰ C'est-à-dire résultant de l'offre et de la demande.

²¹ ETSO = European Transmission System Operators, Europex = Association Européenne des Bourses de l'Électricité.

Pour ce qui concerne les réseaux multizonaux, l'expérience a été pour le moins douteuse dans les réseaux maillés lorsque les interconnexions n'étaient pas assez robustes. Ces réseaux devraient toujours être regardés avec circonspection et soigneusement conçus, faute de quoi de mauvais incitants pourraient être envoyés aux acteurs.

Jusqu'à présent, des propositions théoriques ont été longuement débattues dans les cercles européens: leur validité n'est pas démontrée pour des systèmes maillés, que ce soit sur base de modèles ou sur base de l'expérience internationale. Elles devraient pourtant être analysées pour comparer leurs avantages, d'une part, et établir, d'autre part, les dangers auxquels elles pourraient exposer le système électrique européen. Si la simulation est un moyen d'investigation puissant, une analyse des expériences internationales est aussi indispensable. À titre illustratif, remarquons que le système actuellement privilégié des enchères simultanées est particulièrement sensible aux capacités physiques et commerciales disponibles sur les interconnexions, mais aussi aux couplages temporels entre le marché des capacités de transport et les marchés de gros. La sagesse voudrait donc que la mise en œuvre de ce mécanisme soit précédée par des simulations représentant de manière suffisante à la fois la physique des réseaux et la coordination des processus de «clearing». Ces études ne peuvent aboutir que moyennant une transparence beaucoup plus grande dans les échanges de données entre les différents opérateurs.

3.2.2.2. Équilibrage ou mécanismes d'ajustement de l'équilibre production consommation dans un réseau multizonal (balancing)

La notion d'équilibrage (mécanisme d'ajustement de l'indispensable équilibre production /consommation augmentée des pertes, globalement sur l'ensemble du réseau interconnecté) est un élément clé des nouveaux marchés de l'électricité. Dans ses trois derniers rapports comparatifs, la Commission Européenne a considéré qu'une mauvaise organisation de l'équilibrage pouvait constituer une barrière à l'entrée dans le marché de l'Électricité.

L'équilibrage est organisé de différentes manières dans les États Membres mais la tendance la plus répandue consiste à décourager le recours à des services spécialisés d'équilibrage. L'objectif avoué est d'encourager les participants au marché à respecter leurs engagements, au travers d'une pénalisation suffisante des écarts entre les positions annoncées et celles effectivement réalisées.

Une philosophie alternative existe. Le système nodal actuellement opérationnel sur la côte Est des États-Unis part du principe que l'équilibrage est un marché de l'énergie semblable à tout autre marché, les participants doivent donc être capables d'y échanger de l'énergie. Pour qu'il en soit ainsi, ils doivent être confrontés au prix instantané (spot) de l'énergie, c'est-à-dire sans addition de pénalités.

Cette philosophie reconnaît que le marché d'équilibrage est étroit et vulnérable à des manipulations des prix par les acteurs du marché. Cet abus, encore connu sous le vocable «d'exercice du pouvoir de marché», peut être atténué par des limites sur les prix des offres. On est donc proche de l'organisation des marchés de marchandises: le marché instantané définit le prix et les autres marchés ne sont que des marchés à terme. En principe, cela pourrait s'appliquer aussi à l'énergie électrique. L'expérience des marchés opérationnels dans ce domaine est positive et l'arbitrage entre les marchés à terme et le marché instantané est en effet effectif.

La pénalisation du recours aux services d'équilibrage n'est pas la seule caractéristique de la philosophie européenne. L'organisation de systèmes d'équilibrage diffère également d'un État à l'autre (4th benchmarking report European Commission, Rapport d'équilibrage). L'exemple le plus frappant est la diversité des moments de fermeture entre les différentes zones de réglage qui rendent impossible la combinaison de différents systèmes d'équilibrage en une seule organisation permettant de réduire les coûts.

Contrairement aux travaux relatifs au transport de l'énergie, il n'existe pratiquement aucune étude quantitative des marchés d'équilibrage; on ignore dès lors quelle est la meilleure attitude à adopter: soit encourager, soit décourager l'équilibrage. On ne sait pas non plus si une harmonisation des marchés d'équilibrage apporterait un gain global significatif qui compenserait les complications générées. Ici aussi, des investigations numériques seraient très utiles. Dans cette problématique, le rôle de la production décentralisée n'est pas connu, à l'heure actuelle.

3.2.2.3. Contrôle de la fréquence et des autres services systèmes

Les centrales fournissent d'autres services que l'énergie, le traitement des congestions et l'équilibrage: le contrôle de la fréquence nécessite qu'une certaine réserve soit disponible pour parer aux défaillances des constituants du réseau.

Ces services étaient, dans l'ancienne organisation, déterminés par des règles quantitatives devenues inappropriées dans le régime concurrentiel. La réserve nécessaire au réglage secondaire de la fréquence implique un coût d'opportunité qui doit être compensé par la valeur sur le marché des services rendus en matière de réglage de la fréquence. Il n'y a guère d'études de ce problème dans la littérature, celle-ci se concentrant essentiellement sur le marché de l'énergie et de son transport.

Cette question devient évidemment importante dans un système où les producteurs se font concurrence et où la réservation de bandes de puissance pour le réglage de la fréquence doit être rétribuée à un prix idéalement fourni par un marché dédié.

Des remarques similaires peuvent être faites pour le réglage de la tension et la production de puissance réactive. Bien que le coût supplémentaire de la fonction de production de puissance réactive par des machines normalement en service soit faible, l'extension de ce service au maintien de la tension soulève des questions peu abordées dans la littérature économique.

3.2.2.4. Rémunération pour le démarrage et les contraintes d'exploitation des machines

Les producteurs sont soumis à des contraintes dont les économistes ne tiennent généralement pas compte. Le raisonnement de ces derniers se base usuellement sur quelques hypothèses simplificatrices (fonction de coûts convexes) insuffisantes pour décrire les coûts de fonctionnement réels (coûts de démarrage, taux maximal de variation de la production, puissance minimale stable, capability curves, capability polyhedra, etc.). Dans les marchés régulés, les coûts de ces contraintes étaient considérés comme un « mal nécessaire » et moyennés. La question devient beaucoup plus aiguë dans un marché où le prix de référence est le coût marginal et où toute erreur sur celui-ci influence directement les revenus des producteurs et les prix payés par les consommateurs. On reconnaît d'ailleurs que le coût marginal ne décrit pas à lui tout seul la charge économique de la production d'énergie (au point d'avoir engendré de féroces discussions dans certains aréopages de la côte Est des États-Unis).

Le problème est nettement moins important dans les réseaux comme Nordel où les installations hydrauliques sont assez souples et assez importantes pour pouvoir être utilisées pour le suivi de la charge. Ce n'est pas le cas dans les réseaux à dominance thermique où l'interprétation de la différence entre les prix et les coûts marginaux estimés est sujette à controverse. À l'heure actuelle, le sujet est étudié mais ne fait l'objet que de peu de publications. Des réflexions fondamentales sont encore nécessaires pour définir des signaux économiques capables de traiter adéquatement les écarts entre la réalité et les modélisations simplistes.

Ces observations indiquent que les modèles économiques des marchés électriques doivent intégrer les contraintes physiques du fonctionnement du système production-transport et qu'une collaboration plus étroite entre ingénieurs électriciens et économistes est indispensable.

3.2.2.5. Coordination

Durant la période régulée des marchés, les gestionnaires de réseau adoptaient le même principe de gestion consistant à minimiser les échanges entre zones et à n'utiliser ces moyens qu'en cas d'incident ou d'ajustement ponctuel de l'équilibre demande-production. La situation s'est modifiée radicalement avec le développement des

transactions commerciales internationales et, dans certains pays, le développement massif de l'énergie éolienne. Les régulateurs et gestionnaires nationaux ont répondu à ces changements de manière pragmatique mais avec peu d'investissements en termes de recherches et d'études.

L'architecture (au sens défini en 3.2.1.) du réseau européen est basée sur l'idée que des réseaux organisés selon différents paradigmes peuvent être coordonnés. Cette coordination se réalise à deux niveaux, les gestionnaires de réseaux (GRT) coordonnent l'exploitation du système et les régulateurs s'occupent, eux, des règles organisant ce système.

La coordination pose des problèmes de nature économique et technique. D'abord, on ne sait pas vraiment comment coordonner différents régulateurs pour obtenir un résultat commun. On ignore comment un processus de négociation peut ou non conduire à une ou des solutions techniquement et économiquement acceptables. Cela n'est pas inhabituel dans un processus de décisions collectives mais peut être très gênant lorsque, comme dans le cas de l'énergie électrique, le système peut encourir de graves dysfonctionnements à la suite de petites perturbations.

D'aucuns, notamment des dirigeants industriels, ont souvent défendu l'idée qu'un marché réellement intégré ne pourrait se réaliser qu'avec un seul régulateur pour toute l'U.E. La théorie économique ne fournit guère d'indications montrant comment un régulateur central pourrait être remplacé par un ensemble de régulateurs interactifs. La mise sous contrôle de tout le réseau européen par un seul régulateur paraît toutefois politiquement irréalisable. L'U.E. compte sur la « comitologie » pour fixer quelques lignes directrices, il serait particulièrement intéressant d'étudier comment elle fonctionne dans les secteurs de la finance et des télécommunications.

Un problème équivalent se pose au niveau des GRT. La littérature a mis en évidence une propension chez les gestionnaires de réseaux à exporter leurs problèmes de congestion. Dans ce cas également, peu de solutions sont proposées.

La création d'un seul gestionnaire de réseau européen ou, à tout le moins, une coordination fortement structurée entre gestionnaires européens, semble très ambitieuse. Des études pourraient peut-être donner une meilleure compréhension du résultat final auquel pourrait aboutir un système reposant sur des gestionnaires de réseaux poursuivant des objectifs propres.

3.2.3. Structure du marché

La structure physique actuelle des réseaux électriques est encore largement celle d'avant la dérégulation. Les régimes d'équilibrage, les capacités limitées de transports transfrontaliers et leur exploitation non intégrée ont limité le développement de la concurrence dans le réseau européen d'aujourd'hui. Ceci a conduit une fraction impor-

tante d'économistes de l'énergie à se concentrer sur les problèmes d'abus éventuel de pouvoir de marché dans le domaine de l'électricité.

Les efforts des différents acteurs doivent porter sur les éléments à présent bien identifiés comme nécessaires à un fonctionnement correct du marché de l'énergie électrique. Dans le domaine du transport, l'on retiendra des capacités suffisantes afin d'éviter des arbitrages locaux, une coordination transfrontalière des différents GRT basée sur les réalités physiques du système électrique et ce dans la plus grande transparence et, enfin, une intégration poussée des marchés des capacités de transport et des marchés de gros. Dans le domaine de la production, les mesures doivent favoriser la disponibilité de ressources suffisantes détenues par plusieurs acteurs sur un même marché.

3.2.3.1. *Fiabilité et adéquation des puissances de production installées*

La sécurité des réseaux exige la disponibilité d'une certaine réserve de puissance. Le marché devrait donc être organisé pour inciter les participants à construire ces réserves. La solution est en principe simple mais son implémentation est complexe parce que toute contribution à cette réserve doit être rémunérée à sa valeur économique. Comme on le discutera ci-après, la rémunération peut provenir d'un marché séparé de la capacité. Elle peut aussi faire partie intégrante du prix de l'énergie électrique lorsqu'un marché de la capacité n'existe pas.

La partie du prix attribuable aux réserves doit être basée sur la valeur économique du supplément de fiabilité apporté par les réserves. C'était le cas dans l'ancien Pool anglais où un supplément était ajouté au coût marginal de court terme. Il couvrait le gain en fiabilité et l'élimination des congestions. La partie relative à la fiabilité était calculée à partir de la probabilité d'énergie électrique non livrée (LOLP²²) et d'une valeur régulée de cette énergie. Cette approche a été abandonnée par le NETA²³ qui se base sur le seul prix du marché. Le NETA bénéficie toutefois des investissements de l'ancien Pool et peut dès lors, pour un certain temps encore, se désintéresser des estimations de coût des futurs investissements. En contraste avec le NETA, le réseau de la côte Est des E.U. fonctionne lui avec un marché rémunérant les réserves.

Doit-on réellement imaginer des mécanismes particuliers de marché pour assurer la sécurité? La fiabilité est, en termes économiques, un bien public. Le marché ne peut pas, à lui seul, en fixer les prix; une organisation doit y veiller. Malgré son intérêt, cette question apparaît rarement dans la littérature sous forme de modèles quantitatifs.

Ne pas attribuer un prix à la fiabilité revient à envoyer des signaux inappropriés sur la valeur des puissances sup-

plémentaires destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement. Cela peut avoir deux conséquences graves:

- d'abord, une augmentation de la probabilité de défaillance (et même de black-out) qui, à son tour, entraîne des réactions – pertinentes – des responsables politiques;
- et ensuite, une augmentation des prix et des soupçons de manipulation du marché, ce qui peut entraîner des réactions similaires de la part des autorités publiques.

Exactement comme pour le réglage secondaire de la fréquence, la fiabilité était assurée dans le passé par des mesures quantitatives imposées par les GRT ou par l'intégration verticale des sociétés électriques. On imposait un taux de réserve ou, d'une manière plus sophistiquée, un niveau de probabilité de défaillance de fourniture d'énergie aux clients (LOLP). La tentation naturelle est de reprendre les mêmes méthodes et de les intégrer dans les mécanismes du nouveau marché. L'expérience internationale et les modèles théoriques montrent que cela ne fonctionnera probablement pas. Les mesures quantitatives telles que celles adoptées par les GRT et apparaissant encore dans le manuel de conduite de l'UCTE sont rarement compatibles avec les méthodes issues des mécanismes de marché.

À nouveau, la littérature présente bien peu de choses sur cette question (le manuel de l'UCTE montre qu'elle est oubliée). Des simulations numériques sont nécessaires ici aussi mais il faudra d'abord généraliser les modèles actuels pour y introduire explicitement des considérations probabilistes de fiabilité. La recherche devrait donc viser à la fois le développement de ces modèles et leur utilisation dans l'analyse des différentes manières de fixer la valeur de la fiabilité.

3.2.3.2. *Marchés de capacités*

Si l'on excepte les mécanismes de fiabilité de l'ancien Pool anglais, l'introduction de marchés explicites de puissances de réserve est la méthode la plus simple pour prendre en compte la fiabilité. Ceci est, à nouveau, bien reconnu par le pool de la côte Est des États-Unis. La Commission Européenne reconnaît, dans son dernier rapport comparatif, l'importance des incitants à l'accroissement des capacités de réserve mais ne propose pas de solution. On y apprend que certains États Membres envisagent une action dans le domaine mais peu d'indications sont données. Le danger potentiel de l'existence de différentes organisations des marchés de capacités disponibles dans des réseaux à zones multiples est également mentionné mais non étudié.

²² Loss of load probability.

²³ Nouvelle appellation du système en application en Angleterre et au Pays de Galles.

En bref, les questions liées à la fiabilité pourraient idéalement trouver leur réponse dans des marchés de puissances disponibles; diverses organisations sont possibles, mais dans des réseaux *multizonaux*, leur diversité même peut perturber l'ensemble du marché. Rien n'est connu à ce propos.

Pourtant, l'introduction de considérations de fiabilité via des marchés de puissances disponibles n'est pas un univers complètement neuf! Des marchés de puissances disponibles basés sur les critères classiques de fiabilité, définis par l'industrie pendant plusieurs décennies, peuvent fort bien se développer, tout comme l'ancien Pool anglais utilisait les calculs de LOLP pour rémunérer la puissance disponible. Mais il importe que de tels instruments soient mis en place non pour décider de mesures quantitatives mais bien de prix. Dans le réseau européen, cela pourrait engendrer des problèmes techniques vu le caractère multizonal sous-jacent.

3.3. LE SOUCI DE L'ENVIRONNEMENT DANS LA PRODUCTION, LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

3.3.1. Introduction

Le souci de l'environnement s'est fortement renforcé pendant les dernières décennies et a conduit à une législation en constante évolution. Le secteur électrique n'est pas épargné et aussi bien au niveau de la production que du transport, de nouvelles lois sont venues définir de nouvelles exigences qui créent de nouveaux défis.

En outre, dans le cadre d'un développement durable, la préférence est donnée à de nouvelles sources d'énergie. Ainsi différents mécanismes ont été mis en place pour favoriser la cogénération de qualité ainsi que la production au départ de sources d'énergie renouvelable. Pour cette dernière, la filière la plus mûre à ce jour est la production à partir de l'énergie éolienne.

Nous allons ci-après examiner les effets, d'abord sur la production d'électricité, et puis sur le transport et la distribution d'électricité.

3.3.2. La production d'électricité

3.3.2.1. Limitations des émissions de gaz à effet de serre

Niveau mondial

Au niveau mondial, le protocole de Kyoto, récemment entré en vigueur, définit les objectifs à atteindre en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour l'année 2012. Tous les pays européens l'ont ratifié alors que les États Unis d'Amérique le rejettent.

Ce protocole a surtout une influence sur la production électrique par les diminutions qu'il veut atteindre dans la production de CO₂. Pour la Belgique, le protocole prévoit

une réduction de 7,5% des émissions à effet de serre par rapport à 1990, à atteindre au cours de la période 2008-2012.

Niveau européen

Au niveau européen, ce protocole a été transposé par la directive 2003/87/CE en demandant à chaque pays d'établir un plan national d'allocations, et en prévoyant un système d'échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Niveau belge

La Belgique a établi un plan fédéral d'allocation ainsi que trois plans régionaux dans lesquels les quotas alloués au secteur électrique ont été fixés.

Évolutions technologiques récentes

Ce protocole a une influence directe sur les développements envisagés dans la production d'électricité. Ainsi, beaucoup d'efforts de recherche sont consacrés à la capture et la séquestration du CO₂ produit dans les centrales de production d'électricité par traitement des fumées de combustion. Les différentes techniques de séquestration envisagées vont de l'injection dans les eaux profondes en mer à l'injection dans des puits de forage de pétrole pour remplacer le gaz naturel extrait.

Une première conséquence du protocole de Kyoto est le recours systématique au gaz naturel pour la production d'électricité en tant que source d'énergie primaire. En effet, la production de CO₂ est nettement moindre avec le gaz naturel qu'avec le charbon (pratiquement 45% en moins).

Une autre conséquence est le recours à des combustibles qui bouclent naturellement le cycle du carbone en renvoyant dans l'atmosphère le CO₂ puisé par le règne végétal. Ainsi le CO₂ résultant de la combustion de résidus de bois, de taillis à rotation courte,... est exclu des bilans faits dans le cadre du respect du protocole de Kyoto.

3.3.2.2. Limitations des émissions acidifiantes

Niveau mondial

Une autre source de pollution est constituée par les émissions acidifiantes, essentiellement SO₂ et NO_x, qui sont responsables de l'acidification, de l'eutrophisation et de l'ozone troposphérique. Ils sont suspectés de provoquer notamment la défoliation des arbres d'Europe continentale (phénomène des pluies acides), l'acidification de l'eau douce par ruissellement et la dégradation des bâtiments. Pour réduire ces émissions, le protocole de Göteborg a été signé au niveau mondial. Il fixe pour chaque partie nationale à la Convention des niveaux d'émission maximaux autorisés pour les quatre principaux polluants, à savoir le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, les composés organiques volatils et l'ammoniac.

Niveau européen

Les objectifs du protocole de Göteborg ont été transposés au niveau européen par les directives NEP (niveau d'émissions polluantes, 2001/81/CE) et LCP (chaudières de combustion de forte puissance, 2001/80/CE).

Actuellement les centrales qui ne sont pas en mesure de répondre aux nouvelles normes au 1^{er} janvier 2008 ne pourront plus être exploitées qu'un maximum de 20.000 heures et devront de toute façon être définitivement arrêtées au 31 décembre 2015.

Niveau belge

Ces matières relèvent en Belgique également de la compétence régionale et sont traitées par des accords régionaux par secteur.

Influence sur la production d'électricité

Ces nouvelles législations ont une influence directe sur la production d'électricité. Ainsi certaines centrales électriques à base de charbon ont été équipées d'installations de lavage des fumées permettant d'éliminer ou de réduire les émissions acidifiantes. Il faut être conscient que ces installations alourdissent le coût de production, non seulement par leur coût d'investissement, mais également par leur coût d'exploitation. En effet, ces installations dégradent entre autres le rendement du cycle.

Pour d'autres centrales au charbon, il se pourrait que les investissements dans le lavage des fumées ne se justifient plus et conduisent à une exploitation différente, ainsi qu'à une fermeture plus rapide. En effet, les directives européennes imposent l'adaptation des centrales ou la limitation du nombre total d'heures d'exploitation encore autorisées.

Ici aussi l'avantage du gaz naturel en tant que combustible est important et conduit à prévoir les nouveaux moyens de production essentiellement à base de ce gaz. Pour les centrales à cycle combiné à base de gaz naturel (TGV), des adaptations sont faites au niveau des brûleurs à gaz afin de réduire la formation des NO_x.

3.3.2.3. Promotion des sources d'énergie renouvelable et de la cogénération de qualité

Au niveau européen

Dans le souci d'un développement durable et aussi du respect des différentes préoccupations relevées ci-avant, la Commission Européenne a issu deux directives:

- Pour la promotion des sources d'énergie renouvelables: 2001/77/CE;
- Pour la cogénération: 2004/8/CE.

Au niveau belge

Ces matières sont également traitées au niveau régional et ont donné lieu à une législation instaurant des certifi-

cats verts. Ceux-ci permettent de garantir la production à partir de sources d'énergie renouvelables ainsi qu'à partir de cogénération de qualité (c.-à-d. celle qui effectivement donne lieu à une réduction d'émission de CO₂). Ensuite, par une obligation imposée à tout fournisseur d'énergie électrique de s'approvisionner d'une certaine quote-part d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, ces sources d'énergie sont favorisées et leur développement est encouragé. Il faut constater qu'au niveau de la Belgique il existe différents régimes de certificats verts, aussi bien au niveau fédéral pour les parcs d'éoliennes off-shore qu'au niveau de chaque région. Ainsi, la région flamande a instauré deux séries de certificats, l'une pour promouvoir les sources d'énergie renouvelables, l'autre pour promouvoir la cogénération de qualité. En outre, les sources d'énergie renouvelables ne sont pas définies de manière identique dans les trois régions du pays.

Influence sur la production d'électricité

Ces législations ont favorisé l'installation de beaucoup d'unités de cogénération de moyenne puissance (40 MW) à l'intérieur d'installations industrielles qui utilisent de la vapeur dans leur processus. En outre, en matière d'énergies renouvelables, seule la production éolienne a atteint à ce jour un niveau de maturité suffisant pour en permettre l'installation d'un certain volume en Belgique. Les autres formes d'énergie renouvelable ne se développent que sous forme de prototypes de faible puissance et nécessiteront encore plusieurs années de développement avant de pouvoir être introduites de façon consécutive.

En outre, les certificats d'émissions et les certificats verts sont des mécanismes qui créent des marchés parallèles au marché de base de l'électricité.

Influence sur le système électrique

La présence d'une quote-part importante de production de ce type dans un système électrique pose de nouveaux défis à l'exploitant. En effet, comme déjà rappelé, un système électrique doit répondre à la contrainte forte d'assurer un équilibre à tout moment entre l'offre et la demande. Par conséquent, l'exploitant est obligé de revoir ses besoins en réserve primaire, secondaire et tertiaire pour garantir une exploitation sûre du système vu que ces nouvelles formes de production ne participent que faiblement aux services systèmes.

En outre, surtout pour l'éolien, les sites favorables à une bonne production sont souvent situés en des endroits où le réseau n'est pas particulièrement développé et peuvent nécessiter des renforcements de réseau. Pour la Belgique, la réalisation du programme gouvernemental en matière de parcs d'éoliennes en Mer du Nord nécessitera le renforcement du réseau vers la côte de façon à pouvoir ramener cette production à l'intérieur du pays.

3.3.3. Transport et distribution d'électricité

Le Transport et la Distribution d'électricité ne sont que faiblement influencés directement par les nouvelles législations environnementales citées ci-avant. En effet, ces activités ne génèrent pas directement des gaz à effet de serre ou des émissions acidifiantes. Cependant, les pertes de transport doivent être aussi produites par des moyens de production d'électricité. Ainsi, le transport et la distribution sont certainement amenés à gérer efficacement les pertes en réseau. Ceci représente un défi certain vu que l'environnement actuel incite les gestionnaires à utiliser les réseaux plus près de leurs limites. Ce type d'exploitation conduit naturellement à une charge moyenne plus élevée des installations et donc des pertes plus importantes (proportionnelles aux carrés des courants).

Indirectement, les GRT sont cependant concernés par la problématique des certificats verts puisque, dans plusieurs pays, ils sont parties prenantes dans leur traitement et ont des obligations d'achat de ces certificats à des prix imposés.

Néanmoins, d'autres législations et craintes environnementales influencent fortement le développement et l'exploitation des réseaux. D'une manière générale, nous incluons dans l'environnement toute la législation sur l'aménagement du territoire. Dans ce domaine, les réseaux se heurtent à une conception zonale de l'aménagement du territoire alors qu'un réseau est principalement constitué d'éléments linéaires qui traversent beaucoup de zones. L'obtention des autorisations pose alors pas mal de problèmes et nécessite souvent de longues négociations.

En outre, le développement de nouveaux postes se heurte régulièrement à l'aménagement du territoire. En effet, les postes ne sont pas acceptés en zone habitée mais leur installation en zone agricole ou zone industrielle s'oppose également à la destination première de ces zones. Les procédures de changement des plans de secteur pour admettre un nouveau poste à une localisation donnée sont longues et pleines d'embûches. Il devient difficile pour un gestionnaire de réseau de réaliser des développements qui soient disponibles au moment où ils sont nécessaires.

Les quatre impacts essentiels des réseaux d'électricité sur l'environnement sont la gêne visuelle des lignes à haute tension, le bruit des installations de postes (essentiellement dû aux transformateurs de puissance et, dans une moindre mesure, des lignes aériennes), le risque de pollution du sol par l'huile contenue dans les transformateurs et les champs électromagnétiques générés dans la mesure où ceux-ci sont perçus par le grand public comme un risque pour la santé. Le risque de pollution du sol est fortement réduit par la construction de cuves étanches en béton sous les transformateurs de puissance. Pour le bruit, des solutions techniques peuvent être apportées mais sont néanmoins relativement coûteuses et posent la question de leur adéquation par rapport au résultat recherché.

Par contre, pour la gêne visuelle et les champs électromagnétiques, il n'est pas aussi évident d'apporter des solutions permettant de satisfaire à toutes les exigences. Tous ces éléments réunis conduisent au fait qu'il devient très difficile de développer le réseau parce que les procédures d'autorisation deviennent de plus en plus longues. Il en résulte que le réseau est souvent en retard de développement par rapport aux moyens de production qui sont, suivant les cas, accueillis beaucoup plus favorablement et peuvent être construits en des délais nettement plus courts. Ce phénomène n'est pas propre à la Belgique et se constate à peu près partout dans le monde.

3.3.4. Constatations générales

L'évolution des législations environnementales au cours des dernières années se caractérise par une grande volatilité et un changement continu. En outre, la répartition des compétences en Belgique conduit à des législations différentes par région et à une certaine disparité des mécanismes dont la stabilité dans le temps n'est nullement garantie. Cela mène à un environnement aléatoire pour les producteurs d'électricité et pour les gestionnaires de réseau. Ainsi, des décisions prises de toute bonne foi dans le cadre d'une législation donnée peuvent s'avérer, quelques années plus tard, totalement inadéquates au vu de l'évolution de la législation. Cela induit auprès des décideurs une certaine prudence et même de l'immobilisme, afin de prendre des décisions dans les meilleures conditions possibles vu que les installations une fois construites ont une durée de vie économique de l'ordre de 20 ans pour les installations de production et de 30 à 40 ans pour les installations de réseaux.

3.4. LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE (DG)

3.4.1. Introduction

3.4.1.1. Définition

Nous définissons la « Production Décentralisée » (DG – en anglais Distributed Generation, Embedded Generation) comme constituée d'unités de production d'une taille inférieure à 10 MW, localisées près de la charge qu'elles alimentent. Cette définition exclut la plupart du temps les éoliennes et la micro hydraulique qui, pour des raisons d'intermittence de la production d'électricité et de contraintes de localisation, ne peuvent pas raisonnablement être considérées comme associées à une charge déterminée.

Vu leur taille, les unités de production décentralisée sont raccordées au réseau de distribution Moyenne Tension ou Basse Tension. Elles échappent donc à la gestion des unités de production et de l'équilibre production-charge réalisée par le gestionnaire des réseaux de transport. Vu du réseau de transport, la DG est en fait incluse

dans la charge électrique appelée par les sociétés de distribution.

Les réglementations techniques de raccordement des DG au réseau sont celles du gestionnaire de réseau de distribution. La DG n'est actuellement pas considérée explicitement dans l'évaluation de l'adéquation du parc de production. Il est clair que ce statut marginal de la DG ne pourra être maintenu en cas de pénétration significative de ce mode de production. A contrario, la mise en place d'un cadre technique et régulateur spécifique et cohérent est indispensable au développement du concept de DG et de son exploitation commerciale.

La DG ne peut être traitée de manière homothétique par rapport à la production centralisée. Son développement doit s'appuyer sur un important volume de recherches dans les domaines technique, économique et réglementaire.

3.4.1.2. La naissance d'un nouveau paradigme

Le succès du concept de Production Décentralisée résulte de la conjonction favorable de plusieurs éléments :

Au niveau politique

La volonté d'ouvrir le marché de l'électricité est très bien rencontrée par la possibilité qu'offre la DG d'introduire une concurrence aux grands producteurs protégés sur leur territoire historique par les limites de capacité de transit des interconnexions.

La DG offre la possibilité d'introduire de nouveaux acteurs de taille plus modestes (PME installant et exploitant les DG).

Au niveau environnemental

La réduction de la production de gaz à effet de serre est un engagement majeur de la Commission Européenne dans le cadre du Protocole de Kyoto. Cet engagement se traduit dans un Livre Blanc sous la forme d'un recours aux sources d'énergie renouvelable, en particulier pour la production d'électricité. Il faut également garder à l'esprit le souci de l'Europe d'assurer son indépendance énergétique, en particulier dans la perspective d'épuisement des réserves d'hydrocarbures. Dans ce cadre, la Commission Européenne estime que l'hydrogène pourrait, dans le futur et pour l'Europe, constituer avec l'électricité les deux principaux vecteurs énergétiques. Ces deux vecteurs présentent l'avantage d'être convertibles l'un dans l'autre par voie électrochimique, grâce à des piles à combustible et à des électrolyseurs.

Evidemment, générer l'hydrogène nécessaire aux piles à combustible à partir d'hydrocarbures n'est pas une solution à long terme. Il faut y opposer la filière de production de l'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau, l'électricité nécessaire étant produite à partir de sources renouvelables ou à partir de la décomposition thermochimique de

l'eau dans des réacteurs nucléaires à haute température de nouvelle génération ou à fusion. Dans cette perspective, la pile à combustible apparaît comme une étape vers l'«économie de l'hydrogène».

Dans ce contexte, la DG devient un instrument de toute politique environnementale. En effet :

- La DG est une voie naturelle pour capter certaines énergies renouvelables (photovoltaïque, biomasse) qui sont par nature dispersées.
- La cogénération électricité-chaleur au niveau du consommateur final permet une meilleure efficacité énergétique et donc une réduction de la production de CO₂.
- La DG se prête bien au déploiement de la pile à combustible.

De plus, d'autres paramètres écologiques jouent en faveur de la DG :

- Un bilan favorable au niveau des émissions (NO_x, particules, ...) permet l'installation de DG dans la sphère domestique.
- Le développement de la DG permettrait de réduire celui des réseaux souvent contestés par la population.

Toutefois, on imagine mal comment les techniques de séquestration de CO₂ envisagées pour la production centralisée d'électricité pourraient s'appliquer à la DG.

Au niveau technologique

- On notera la réduction de l'effet de taille sur le rendement. Ceci est assez clair pour le photovoltaïque et les piles à combustible, ce l'est peut-être moins pour les micro-turbines, moteurs à combustion interne et externe.
- L'électronique de puissance peut offrir des interfaces efficaces pour connecter tout type de générateur au réseau synchrone (des développements sont à faire). Elle permet de réaliser toutes les lois de réglage en puissances active et réactive.

Au niveau des coûts

Si les coûts de combustible sont maîtrisés grâce aux rendements atteints, les coûts d'investissement sont encore très (trop) élevés. Cette situation est susceptible de changer rapidement par la perspective de production de masse. À ceux qui en doutent, nous suggérons le thème de réflexion suivant : au vu du développement économique formidable de la Chine et de l'Inde, et de la croissance de la consommation électrique subséquente, que se passerait-il au niveau des prix si ces pays mettaient leur capacité manufacturière au service de la production en masse d'engins de production décentralisée ?

Les coûts actuels élevés ne sont pas une barrière au développement ultérieur de la DG.

Il n'est donc pas étonnant d'observer le support déterminé de la Commission Européenne et de certains états en matière de recherche sur la DG et la multiplication des incitants financiers à l'installation de DG octroyés par les états et les régions.

3.4.2. Technologies de production d'électricité

Une description détaillée et exhaustive des technologies de production décentralisée sort du propos de ce rapport.

Sont données ci-après quelques informations qui mettent en perspective les potentiels de marché de ces technologies et les problèmes que rencontrera le système électrique, suite à la pénétration grandissante de la DG.

3.4.2.1. Un exemple de nouvelle technologie : la pile à combustible

La pile à combustible est un appareil électrochimique qui convertit l'énergie chimique d'un combustible directement en électricité et en chaleur. L'hydrogène est le combustible le plus indiqué à cause de sa grande réactivité.

Avec l'oxygène de l'air comme oxydant, la pile ne produira en sortie matérielle que de l'eau, suivant la réaction :



La disponibilité commerciale de l'hydrogène étant limitée, il y a lieu, dans notre économie basée sur les hydrocarbures, d'ajouter un pré-processeur de combustible produisant à partir de gaz naturel généralement, un gaz riche en hydrogène. En aval, le courant continu généré par la pile doit être transformé en courant alternatif 50 Hz pour que celle-ci puisse être couplée au réseau.

Il existe diverses technologies de piles à combustible, se différenciant essentiellement par le type d'électrolyte utilisé. À titre d'illustration on retiendra la « Proton Exchange Membrane Fuel Cell » (PEMFC) et la « Solid Oxide Fuel Cell » (SOFC).

Le tableau 6 donne quelques caractéristiques qui permettent de mieux comprendre les domaines d'application.

Type	Température de fonctionnement	Gamme de tailles	Date de maturité prévue	Rendement électrique
PEMFC	90° C	< 250 kW	2010	30 – 40 %
SOFC	~ 1000° C	1 kW – 10 MW	2015	45 – 60 %

TABLEAU 6. – Caractéristiques de piles à combustibles.

La pile à combustible apparaît donc comme une technologie très adaptée à la DG par sa gamme de tailles, son rendement élevé et son caractère peu polluant.

Elle convient bien à la cogénération à l'échelle domestique. Son rendement conserve des valeurs appréciables à charge partielle. Les piles à combustible à basse température peuvent débiter instantanément 50 % de leur puissance et atteignent leur puissance maximale en quelques minutes. Celles à haute température demandent un temps de démarrage de plusieurs heures, tandis que les variations du niveau de charge sont assez rapides (~ 1 %/sec).

Le prix actuel des piles à combustible est encore très élevé (~5000 EUR/kW), mais les perspectives d'évolution sont intéressantes (~1000 EUR/kW en 2010?). Les prototypes actuels présentent encore des problèmes de longévité, mais la fiabilité espérée de cette machine statique est très élevée. Les développements encore nécessaires présentent un risque de recherche pouvant se traduire en délais supplémentaires de disponibilité commerciale de la technologie.

3.4.2.2. Énergies non renouvelables

Le tableau 7 résume les technologies disponibles pour la DG avec cogénération, utilisant comme combustible des hydrocarbures.

	Taille	Rendement électrique %	Rendement global %
Turbines à vapeur	> 50 kW	5 – 40	80 %
Turbines à gaz	> 500 kW	22 – 40	70 – 80 %
Micro turbine	30 à 500 kW	15 – 30	60 – 80 %
Cycles combinés	> 500 kW	35 – 55	75 – 90 %
Diesel	30 kW à 40 MW	27 – 45	70 – 80 %
Moteur à gaz	50 – 5000 kW	22 – 40	70 – 80 %
Moteur Stirling	0,05 – 200 kW	11 – 31	65 – 85 %

TABLEAU 7. – Technologies disponibles en production décentralisée.

On observe que seul le moteur Stirling (air chaud, combustion externe) est adapté à la clientèle domestique individuelle, les autres technologies conviennent principalement aux consommateurs commerciaux, industriels ou aux immeubles à appartements multiples.

3.4.2.3. *Énergies renouvelables*

Nous avons écarté de la définition de la DG les sources éoliennes et la micro hydraulique. Seule l'utilisation de sources photovoltaïques (PV) retiendra notre attention. Des installations de systèmes de plus de 1 MW ont été faites grâce à une subside importante. Mais c'est sous forme de très petite taille que le PV domestique se développe (à partir de quelques dizaines de W). Des coûts d'installation de 5000 à 10 000 EUR/kW sont indiqués pour les générateurs raccordés en basse tension.

Une réduction des coûts et une augmentation du rendement (films minces avancés) pourraient déboucher sur une large diffusion du PV chez les particuliers.

3.4.2.4. *Les interfaces réseaux*

Par rapport aux centrales classiques qui toutes sont liées au réseau via l'enroulement statorique du générateur, les sources utilisées en DG se caractérisent par une grande variété d'interfaces. On retiendra en particulier les générateurs à induction à double alimentation: le rotor est alimenté par un convertisseur qui permet de réguler la tension ou la puissance réactive ainsi que la vitesse ou le couple (cas des éoliennes). Un convertisseur AC/AC est nécessaire pour connecter les micro-turbines au réseau, celles-ci tournant à très haute vitesse (100 000 t/min). Les piles à combustibles et les générateurs PV délivrant du courant continu sont évidemment connectés à travers un convertisseur DC/AC. Ces interfaces électroniques sont susceptibles de conférer à la DG des caractéristiques qui lui permettent de contribuer au réglage en tension et en fréquence du réseau.

La multiplication de ces interfaces électroniques affecte toutefois profondément le comportement du système électrique en cas d'incident en réseau et, en outre, exige en fonctionnement sain la mise en œuvre de technologies très efficaces pour l'élimination des harmoniques, voire le lissage des transitoires.

3.4.2.5. *Stockage*

Le concept de DG associe une production locale à une charge.

La courbe de charge locale (électricité+chaleur) doit donc être couverte au mieux par la génération locale, ce qui peut entraîner la mise en œuvre de moyens de stockage thermique (eau chaude-glace) et/ou électrique. Pour ce dernier, les batteries semblent actuellement le moyen

le plus adéquat. Des recherches actuelles laissent prévoir de considérables améliorations dans le futur.

3.4.3. **Intégration de la DG dans le système électrique**

3.4.3.1. *Les problèmes systémiques locaux*

L'apparition de sources de tension dans les réseaux de distribution, conçus et exploités comme des réseaux passifs, a été perçue de prime abord par les exploitants comme une difficulté importante.

On rappelle que les réseaux de distribution ont généralement une structure maillable exploitée en arborescence ou simplement radiale. Ils sont conçus pour alimenter les consommateurs à partir de postes sources (postes de transformation). Ils comportent généralement deux plans de tension (Moyenne et Basse Tension). L'absence de maillage implique qu'en cas de défaut réseau à l'amont d'un consommateur, ce dernier soit maintenu hors tension le temps des interventions sur le terrain (changement manuel de topologie ou réparation du tronçon défectueux).

La protection de ces réseaux passifs (arborescents ou radiaux) contre les courts-circuits est simple, le courant de défaut venant de l'amont suivant un trajet univoque. Enfin, le réglage de la tension se fait par action au niveau du poste source, le réseau étant dimensionné pour assurer des chutes de tension acceptables, y compris en situation N-1, le réseau étant reconfiguré.

La planification des réseaux MT passifs se fait en simulant, pour de nouvelles conditions de charges, les règles simples de fonctionnement évoquées ci-dessous.

L'adaptation des structures de réseau de distribution, de leur réglage et de leur gestion, à la présence de DG est incontestablement un problème complexe, en particulier à cause de la séparation des générateurs locaux de la référence synchrone en cas de défaut réseau à l'amont de leur point de raccordement. Des mesures simplistes, comme le déclenchement non sélectif de toutes les DG, en cas de défaut en réseau, ne sont pas acceptables.

Des études détaillées ont montré qu'il existe une certaine capacité d'accueil des réseaux de distribution pour la DG, mais que la limite étant dépassée, il faut envisager des adaptations de structure et de contrôle en temps réel qui restent du domaine de la recherche.

Des phénomènes électromécaniques, comme des pertes de stabilité des DG compliquent les réactions du système aux perturbations et donc la protection sélective. La sensibilité des interfaces électroniques aux creux de tension est un autre souci. Enfin, la DG peut maintenir sous tension des installations après le déclenchement du disjoncteur amont, ce qui demande une adaptation des procédures de sécurité du personnel intervenant sur le réseau.

3.4.3.2. Les problèmes systémiques globaux

Si les problèmes systémiques locaux ont été identifiés dès l'apparition des premières DG, des impacts globaux sur le système n'apparaissent que lorsque la pénétration de la DG atteint un certain pourcentage de la puissance totale produite. En poussant le raisonnement à la limite, le réseau belge alimenté entièrement par la DG serait totalement ingérable, puisque les centrales arrêtées ne seraient plus capables de délivrer les services systèmes vitaux: réglage de la tension, réglage de la fréquence, équilibrage production-charge.

De plus, le moindre court-circuit dans le réseau à Haute Tension entraînerait un creux de tension s'étendant à tout ce réseau par l'absence d'injection de courant réactif (support de la tension), résultat de l'arrêt des centrales raccordées à ce réseau.

La contribution de la DG aux services systèmes est à étudier. La DG pourrait par exemple offrir une importante capacité de réserve qu'il serait bon de pouvoir mobiliser (par des signaux de prix?) de façon prévisionnelle, voire en temps réel.

De façon plus générale, le problème de l'équilibre production-charge d'un réseau comportant une proportion élevée de DG reste un sujet de recherche, tant au niveau de la physique (lois de réglage) que sur les plans réglementaire et économique. Une structuration (pour ne pas dire une centralisation) de la gestion de la DG faisant appel massivement aux techniques informatiques et de télécommunication pourrait s'imposer.

Le rôle de la DG en cas d'incident majeur (black-out) est aussi à examiner en grand détail. Les actions de défense telles qu'implémentées (actions sur les tensions de distribution, délestage fréquentométrique) sont à ajuster. On a remarqué lors du black-out italien récent que plusieurs milliers de MW de DG ont déclenché en mode commun, alors que ce comportement propre n'était pas intégré dans les plans de sauvegarde.

Enfin, on notera qu'une pénétration significative de la DG influencera fortement le développement des réseaux HT, dans le sens d'une réduction des capacités de transport, pour autant que les moyens de gestion de la tension et la continuité de service soient respectés.

3.4.4. Aspects économiques de la DG

3.4.4.1. Considérations générales

Si les contours techniques de la DG se clarifient, du moins pour des taux de pénétration raisonnables, l'analyse économique de la DG semble fort en retrait, en particulier dans le contexte belge.

Il n'est en effet pas pensable de traiter une source DG comme un producteur indépendant. Pour celui-ci, le prix de la connexion au réseau est négocié, l'usage du réseau est facturé suivant un tarif régulé. Certains servi-

ces systèmes peuvent être vendus aux gestionnaires de réseau, qui assurent la sécurité du système. L'énergie électrique produite est offerte sur le marché ou fait l'objet de contrats bilatéraux de longue durée. Le vendeur est en général responsable de l'équilibrage de sa production avec la consommation réelle de ses clients. Ce schéma requiert donc tout un travail de prévision et de contrôle des transactions.

Pour la DG par contre, il doit être tenu compte du caractère local de la fourniture (autoproduction) et de la loi des grands nombres qui rend économiquement absurde l'équilibrage charge-production au niveau le plus bas. Le marché des surplus de puissance produits par la DG reste à construire. Il devrait permettre d'arbitrer une capacité locale de stockage avec l'usage du «stockage virtuel» (recours à la capacité du système à maintenir l'équilibre production-charge) qu'offre le réseau. Des signaux économiques adéquats adressés aux exploitants de DG devraient les inciter à participer au réglage de la tension (compensation de la puissance réactive) et de la fréquence, de produire davantage en période de coût marginal élevé (par exemple en période de pointe de charge), etc.

3.4.4.2. Allocation des coûts

L'exploitation isolée d'une DG semble ne pas avoir de sens vu que, a priori, la redondance de la génération locale nécessaire pour atteindre un niveau de fiabilité équivalent à celui offert par le réseau ou simplement acceptable serait extrêmement onéreuse. L'exploitation d'un «cluster» de générateurs locaux connectés par un micro-réseau local est une voie technique qui peut difficilement être généralisée.

Toute tarification de l'usage du réseau, toute architecture du marché de l'énergie produite par la DG doit reposer sur une analyse approfondie des coûts associés aux différents aspects du problème.

Un point essentiel de l'analyse économique consiste à comprendre l'origine des coûts (ou des réductions de coût) générés par la présence de la DG, et ceci au niveau de tous les participants au marché concernés (gestionnaires des réseaux de distribution et de transport, production centralisée, constructeurs et exploitants de DG).

Ceci implique un effort de recherche, dont voici quelques thèmes:

- Impact de la DG sur les coûts d'exploitation des réseaux;
- Impact de la DG sur les coûts de renforcement des réseaux;
- Optimisation de la gestion de la DG (stockage, services systèmes, ...);
- Impact de la DG sur les coûts d'exploitation du parc de production centralisé;
- Contribution de la DG à la fiabilité du système et à la qualité de tension;

- Amélioration technique attendue et leur impact sur les coûts des engins de production et leur rendement.

3.4.4.3. Nouveaux acteurs du marché

Le développement de la DG entraînera l'apparition de constructeurs spécialisés et de sociétés de services d'installation, d'exploitation et de maintenance. Ces derniers services joueront un rôle clé dans le succès de la DG.

La dispersion dans le réseau des sources constituant la centrale virtuelle pose le problème du rôle du gestionnaire du réseau dans le processus d'agrégation, ce qui pourrait apparaître comme une entorse à la règle d'indépendance de ce gestionnaire. Il y a là matière à réflexion complémentaire.

Un nouveau rôle commercial apparaît : celui d'«agrégateur». Ce dernier pourrait prendre en charge l'exploitation en temps réel d'une flotte de DG, constituant une «centrale virtuelle» qu'il pourrait placer sur le marché avec une valeur ajoutée de coordination.

On notera le nombre élevé de postes de travail qui pourraient être créés par l'expansion de la DG et l'énorme besoin de formation des personnels en charge de manipuler les nouveaux concepts techniques, commerciaux et financiers introduits par la DG.

3.4.5. Conclusion

La DG apparaît comme un des moyens de production d'électricité d'avenir, vu les perspectives techniques annoncées et le support politique dont elle dispose.

Une véritable stratégie de développement de la DG passe par l'identification des segments de marché les plus appropriés, résultats de l'adéquation de la demande d'énergie et des caractéristiques des technologies de production décentralisée.

Son succès dépendra d'un cadre réglementaire adéquat et du développement de nouveaux métiers, ce qui appellera un effort important de diffusion des résultats de la recherche et de formation spécifique des nouveaux acteurs du marché.

4. ÉVOLUTION DE L'EXPLOITATION DES RÉSEAUX

4.1. LIBÉRALISATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

4.1.1. Augmentation du nombre d'acteurs

La libéralisation du secteur de l'électricité a en premier lieu conduit à une multiplication des acteurs sur le marché, d'une part, par la découpe des sociétés d'électricité verticalement intégrées en entreprises juridiquement indépendantes, d'autre part, en ouvrant le marché à la compétition et à l'entrée de nouveaux acteurs.

De par cette multiplication des acteurs, il est nécessaire de mieux définir les relations entre les différents participants et même de fixer les règles du jeu par des contrats et règlements. Ce travail a conduit à mieux définir les rôles et responsabilités de chacun.

Il se crée aussi des zones d'ombre pour certains acteurs vu que les données ne sont plus aussi disponibles que dans une société intégrée. Certains renseignements sont considérés comme donnant un avantage concurrentiel et ne sont plus communiqués aussi facilement qu'avant.

En outre, parmi les nouveaux acteurs, certains se focalisent sur les transactions commerciales et ne s'inquiètent nullement de la physique du système électrique, considérant à tort ou à raison que cela relève des tâches des gestionnaires de réseau qui doivent assurer la fluidité maximale du marché de l'électricité. Ceci nécessite d'encadrer le marché de l'électricité, afin de créer un cadre de fonctionnement transparent et uniforme où aucun acteur n'est avantagé ou désavantagé, tout en permettant une exploitation sûre du système électrique. Il en résulte un travail d'établissement de règles de fonctionnement claires, transparentes et pragmatiques.

4.1.2. Pression sur les coûts

L'attention portée au secteur et les attentes générées par la libéralisation créent une énorme pression sur les coûts, qu'elle soit exercée par la compétition pour les acteurs en concurrence ou par les régulateurs pour les aspects régulés. Cela induit chez tous les acteurs une volonté d'exploiter les installations et le système le plus près possible des limites physiques.

Néanmoins l'exploitation d'un système électrique est une activité complexe où beaucoup d'aspects doivent être examinés: notamment la sécurité du système en envisageant toute une série d'incidents plausibles. La dynamique d'effondrement d'un système électrique est telle qu'il faut avoir prévu les actions à entreprendre lors de l'apparition d'un incident pour avoir quelque chance de succès d'éviter le pire. Toute la difficulté réside justement dans l'exhaustivité de l'inventaire, fait à l'avance, de tous les incidents contraignants et d'avoir imaginé les mesures à prendre pour en éviter l'extension. Une fois le

système exploité au plus proche de ses limites, le danger est plus grand de ne pas détecter des incidents dangereux vu que leur nombre augmente fortement et que les types de problèmes rencontrés sont multiples.

Il y a certainement une forte demande d'ouvrir plus le système électrique et de permettre plus de transactions, de réduire les coûts pour les acteurs, mais il est très difficile de déterminer quelle est la fiabilité voulue par le marché. L'adéquation entre le coût payé et la fiabilité garantie n'est aujourd'hui pas définie. Intuitivement tout le monde voudrait garder la fiabilité actuelle du système électrique, quitte à même l'augmenter, tout en baissant les coûts.

4.1.3. Augmentation des transactions internationales

L'idée d'un grand marché européen de l'électricité induit normalement une volonté d'agrandir les marchés et de ne pas les confiner aux limites d'un pays. Les acteurs européens entendent bien pouvoir profiter pleinement des possibilités d'arbitrage entre différents marchés. Ils engendrent dès lors au travers du réseau européen des flux physiques de plus grandes amplitudes que celles pour lesquelles ce réseau a été conçu au départ. Pour pouvoir bien gérer ces flux, il faut une coopération plus grande entre gestionnaires de réseau pour échanger les données nécessaires permettant à chacun de bien comprendre la situation. Ainsi chaque gestionnaire pourra prendre les décisions en bonne connaissance de cause et veiller à la sécurité du système de la manière la plus économique et la plus adéquate.

Vu le caractère fortement maillé du réseau européen, une transaction commerciale entre deux pays peut induire des effets non négligeables dans des pays tiers sous forme de flux électriques non identifiés. Même des transactions au sein d'un pays donné peuvent se réaliser par des flux au travers des pays voisins. Ainsi une transaction entre le Nord et le Sud de l'Allemagne peut très bien provoquer des flux importants au travers du Benelux, de la France et de la Suisse. Les exemples présentés au chapitre 2 illustrent bien la complexité de ces transits.

4.1.4. Organisation des marchés

Les gestionnaires de réseau ont l'obligation de favoriser l'organisation des marchés de l'électricité, ce qui nécessite une bonne coordination entre les différents intervenants, c'est-à-dire les gestionnaires de réseau, d'une part, et, d'autre part, les gestionnaires des bourses. Le chapitre 3 a déjà largement exposé les différents défis qui doivent être relevés pour arriver à un fonctionnement harmonieux.

4.2. AUTRES ÉVOLUTIONS TECHNIQUES

Le changement profond que subit la production a déjà été évoqué au chapitre 3 et nécessite que le gestionnaire de réseau en tienne compte pour y adapter le réseau et son exploitation.

En conjonction avec les productions à caractère intermittent, il serait utile de développer de nouvelles formes de stockage de l'électricité qui augmenteraient la souplesse d'utilisation de ces sources d'énergie. Dans ce domaine, des pistes intéressantes sont le stockage à l'aide de procédés électrochimiques réversibles, de systèmes à stockage inertiel (volant d'inertie), ainsi que tout le vaste domaine de l'économie de l'hydrogène, malgré les risques sérieux que présente ce gaz. On peut aussi penser au stockage électromagnétique dans des bobines supraconductrices. Toutes ces idées nécessitent encore beaucoup de recherches avant d'aboutir à des réalisations industrielles économiquement intéressantes.

À côté des évolutions décrites ci-avant, il apparaît aussi de plus en plus d'électronique de puissance dans les nouvelles unités de production pour réaliser de nouvelles fonctions ou pour résoudre certains problèmes. Cette électronique de puissance présente des caractéristiques propres dont il faut tenir compte lors de leur intégration dans le système électrique pour éviter des interférences entre équipements ou pour réduire les problèmes de la qualité de l'onde de tension.

De même, les applications électriques, que ce soit dans l'industrie ou dans le secteur tertiaire, emploient, elles aussi, de plus en plus d'électronique et d'informatique qui ont une forte sensibilité à la qualité de l'onde de tension. Par conséquent, les gestionnaires de réseau doivent apporter beaucoup plus d'attention à cet aspect et clairement identifier les problèmes à la source pour pouvoir y remédier de façon appropriée. Un équilibre doit également être trouvé dans ce domaine entre les mesures qui doivent être prises par le gestionnaire de réseau au niveau du réseau et celles qui peuvent être prises au niveau de l'utilisateur et des équipements sensibles.

5. LA DÉCISION D'INVESTIR EN RÉSEAU

5.1. INTRODUCTION

Les installations de réseau ont une durée de vie assez longue. Ainsi, des installations réalisées dès le début de l'électrification de la Belgique existent encore, même si elles ont été rénovées entre-temps. Certaines lignes aériennes et certains câbles souterrains mis en service dans les années 1930 sont encore en fonctionnement à ce jour.

Par conséquent, une décision d'investir en réseau électrique ne peut pas se prendre à la légère, d'autant plus que l'impact sur l'environnement est souvent très visible.

De plus, le cadre et les conditions de fonctionnement du gestionnaire de réseau ont fortement changé et les incertitudes ont considérablement augmenté, ce qui rend la prise de décision d'autant plus difficile.

Ci-après, nous mettons en exergue les incertitudes qui influencent le développement du réseau et, ensuite, les besoins en nouveaux outils et méthodologies pour soutenir la décision d'investir.

5.2. INCERTITUDES

5.2.1. Évolution du parc de production

La libéralisation et l'ouverture à la concurrence du marché de la production d'électricité, ont supprimé la planification intégrée des moyens de production et du réseau. Le gestionnaire de réseau n'a plus que des renseignements très vagues et souvent à court terme sur l'évolution du parc de production. Ainsi, les producteurs ne dévoilent qu'au dernier moment leurs plans et leurs intentions de fermer des centrales ou d'en construire des nouvelles. En outre, comme il n'y a plus de responsable de l'adéquation de l'offre et de la demande, il revient aux acteurs du marché de décider des nouveaux investissements. L'ancienne habitude de veiller à une certaine autarcie en matière de production électrique est abandonnée et il est tout à fait imaginable qu'une partie importante de la demande électrique soit couverte par des importations. Il suffit de considérer la situation aux Pays-Bas où le réseau est développé pour permettre une importation de 5000 MW pour une puissance de pointe de l'ordre de 14000 MW.

Un autre défi est constitué par la volonté de promouvoir la production décentralisée. Il n'est pas illusoire d'imaginer que les moyens de production décentralisée se développent à terme d'une façon telle que les besoins au niveau du réseau de transport diminuent. Si cette évolution se réalise, il est certain que certains développements de réseau actuels pourraient s'avérer superflus à l'avenir.

Une grande incertitude pour définir l'évolution du réseau s'annonce par la décision de sortie du nucléaire en Belgique. Il est particulièrement difficile d'imaginer comment la puissance nucléaire actuellement présente

sera remplacée. Suivant les hypothèses faites, le développement du réseau sera très contrasté.

5.2.2. Évolution du marché

Le développement du réseau doit avant tout répondre aux besoins du marché. Néanmoins comme déjà dit, le réseau de demain doit répondre aux besoins du marché de demain. Aujourd'hui la libéralisation est encore trop jeune pour qu'on puisse en dégager des tendances fortes. En outre, la volatilité des marchés de l'électricité est telle qu'elle ne permet pas de prévoir les évolutions futures. Le risque n'est nullement négligeable que des investissements réclamés à cor et à cri actuellement s'avèreraient inutiles au moment où ils pourraient être réalisés.

La manière traditionnelle de concevoir le réseau à la pointe de charge ne s'avère plus adéquate. En effet, les situations les plus tendues du réseau ne se présentent plus nécessairement à la pointe mais sont maintenant souvent enregistrées en des moments de creux de charge comme par exemple lors de jours fériés dans certains pays d'Europe, mais ouverts dans d'autres.

5.2.3. Vieillesse du réseau

Le développement majeur du réseau européen s'est réalisé dans les années 1970-80. Ce réseau atteint donc aujourd'hui un âge de l'ordre de 25 à 35 ans. Il en résulte qu'un certain nombre d'éléments présentent des signes de vieillissement. Leur remplacement consommera une part non négligeable des ressources disponibles pour les gestionnaires de réseau qui devront d'une façon ou d'une autre faire des arbitrages pour fixer les priorités aux investissements à réaliser.

5.3. BESOINS EN OUTILS ET MÉTHODOLOGIES

5.3.1. Examen de nombreuses situations et de scénarios

Les incertitudes auxquelles est confronté le gestionnaire de réseau rendent nécessaire de développer de nouveaux outils et de nouvelles méthodologies pour bien examiner toutes les situations possibles et fournir des résultats d'études qui permettent de prendre des décisions dans les meilleures conditions possibles. Cela nécessite de développer des méthodologies à base de scénarios avec l'examen de nombreuses situations d'exploitation possibles, réparties tout au long de l'année, et prenant en compte de nombreuses variantes de parc de production, d'importations et de transits.

En outre, il est nécessaire de développer des modèles de marché qui permettent d'examiner les évolutions possibles du marché de l'électricité et d'en connaître les éléments pertinents.

5.3.2. Aide à la décision

La technique des scénarios doit être accompagnée d'une méthodologie d'aide à la décision, de façon à sélectionner, dans les solutions optimales en fonction du scénario retenu, celles qui s'avèrent les plus robustes et les plus souples, quel que soit le scénario qui se présente en réalité.

5.3.3. Liaison investissements – fiabilité

Le but ultime de tout investissement de réseau, qu'il soit de développement ou de remplacement, est d'assurer un certain degré de fiabilité compte tenu des besoins de transport identifiés. Néanmoins, nous ne disposons pas de méthodologies qui permettent de faire un lien de manière univoque entre un investissement donné et la fiabilité du réseau.

5.3.4. Intégration de moyens non conventionnels

En vue de mieux exploiter l'infrastructure existante et de pouvoir répondre à court terme à de nouveaux besoins, il peut s'avérer utile de recourir à des moyens non conventionnels dans le développement des réseaux, tels que les équipements à base d'électronique de puissance (FACTS) ou des transformateurs déphaseurs. Il est absolument nécessaire de bien examiner leur intégration dans le système électrique existant. Ainsi, les interactions entre équipements à dynamique de réglage très proche doivent être soigneusement étudiées afin d'éviter des effets pervers. Néanmoins, il n'est pas toujours évident d'obtenir les modèles et surtout les paramètres utiles de tous ces types d'équipement, certainement du point de vue dynamique.

Ce problème se pose de façon particulièrement aiguë vis-à-vis des nouveaux moyens de production où les fournisseurs refusent de donner les modèles de leurs machines sous le couvert de l'avantage concurrentiel que leurs schémas leur procurent.

5.4. ASPECTS FINANCIERS

Indépendamment des aspects techniques évoqués ci-avant, il ne faut pas sous-estimer la difficulté pour le gestionnaire de réseau de financer ses investissements. En effet, les investissements en réseau sont la plupart du temps justifiés par l'augmentation du bien-être de la société en général mais ne sont pas rentables strictement parlant pour le gestionnaire de réseau considéré comme une société commerciale.

Par ailleurs, les actionnaires du gestionnaire de réseau sont attentifs à la rentabilité de leur investissement et ne sont en général pas très demandeurs d'augmenter le capital mis à disposition du gestionnaire de réseau. Il en résulte que le gestionnaire est soumis à une contrainte relativement forte de devoir autofinancer au maximum les investissements.

5.5. ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX

Sans vouloir développer à nouveau les aspects présentés dans le chapitre relatif à l'environnement, il est essentiel de rappeler que beaucoup d'investissements en réseau sont entachés d'une grande incertitude dans leur planning de réalisation suite aux impositions de l'aménagement du territoire et des législations environnementales. En effet, il faut se soumettre à de nombreuses procédures pas toujours très adaptées aux problèmes rencontrés et nécessitant beaucoup de temps. Ceci est d'autant plus vrai que, dans beaucoup de cas, certains délais ne sont pas fixés et dépendent du bon vouloir du pouvoir politique ou des administrations.

6. LA DÉCISION D'INVESTIR EN PRODUCTION

6.1. INTRODUCTION

L'industrie électrique a une longue tradition de méthodes codifiées et complexes de planification des investissements. Elles reviennent la plupart du temps à des applications plus ou moins sophistiquées du simple, et quasi évident, concept économique de la minimisation des frais actualisés nécessaires pour satisfaire la demande à long terme. La complexité des programmes provient des caractéristiques d'exploitation des centrales et éventuellement des critères de fiabilité. Le concept de risque avait traditionnellement une influence relativement faible, largement inférieure à celle des incertitudes liées aux coûts des combustibles ou au remplissage des barrages dans le cas des réseaux à forte hydraulité. Les autorités de régulation vérifiaient soigneusement les projets d'investissement. Une fois ces derniers acceptés, la société concernée était autorisée à inclure les coûts d'investissement dans ses tarifs. Les risques étaient donc limités et, en tous cas, largement intégrés dans la facture aux consommateurs.

Le nouveau marché de l'énergie électrique a complètement modifié cette situation. Les autorités de régulation ne doivent désormais plus approuver les investissements en production et les investisseurs n'ont plus la possibilité de simplement reporter les coûts sur les consommateurs. Les investissements sont devenus plus risqués. Cette situation n'est pas particulière au marché de l'énergie électrique, sauf sur deux points. En premier lieu, les centrales sont très coûteuses et ont une durée de vie opérationnelle et économique très longue. Toute erreur entraîne dès lors de lourdes conséquences. En second lieu, le transport de l'énergie électrique est aussi un métier difficile parce qu'un investissement mal placé a peu de chances de retrouver une deuxième affectation. Le risque est devenu considérable mais le changement le plus dramatique réside dans le fait qu'en principe, les investissements ne sont plus effectués uniquement pour répondre à une certaine projection de la demande. Ils doivent être rentables dans les conditions du marché; ils sont donc pilotés par les projections de prix, ce qui suppose naturellement des signaux corrects de prix. Comme l'argumentation du paragraphe 3.2. le montre, les garanties sont réduites.

6.2. SIGNAUX ÉCONOMIQUES

Dans les nouveaux marchés de l'électricité, les investissements sont pilotés par des prévisions économiques et l'appréciation des situations concurrentielles. Cet environnement n'est pas exceptionnel en comparaison avec d'autres industries; il ne devrait pas causer de souci particulier, sauf sur deux points. D'abord, les signaux économiques devraient être corrects et intégrer suffisamment

de paramètres. Or les discussions précédentes des aspects techniques et politico-économiques montrent que cela pourrait bien ne pas être le cas. Ensuite, certaines technologies ne peuvent se développer qu'à grande échelle, ce qui rend encore plus difficile la prévision des prix. Nous allons commenter brièvement ces points, le dernier justifiant seul des recherches supplémentaires.

La discussion au paragraphe 3.2 de l'organisation du marché montre que certains services rendus par les centrales pourraient ne pas être rémunérés adéquatement dans la nouvelle organisation. En d'autres mots, le prix de l'énergie et, dès lors, les rentrées financières des centrales ne correspondraient pas à la valeur économique procurée au marché. Trop peu de puissance serait alors mise à disposition du marché et un cercle vicieux apparaîtrait ainsi, avec le risque que les autorités publiques réagissent trop tard à la pénurie par des mesures ad hoc. Ce problème ne justifie pas de nouvelles recherches, mais il met en évidence l'importance de celles déjà proposées dans les dernières parties du paragraphe cité. Une organisation adéquate de l'architecture et de la structure du marché aidera à prévoir correctement le prix. L'organisation d'un marché des puissances disponibles est à cet égard un des défis les plus compliqués à relever.

Certaines technologies demandent des prévisions de prix particulièrement difficiles à réaliser dans un environnement compétitif. C'est le cas des grandes unités nucléaires. Ces centrales ont une forte composante capitalistique et sont développées par unités de taille très importante par rapport à la puissance totale d'un réseau. Elles posent un problème d'indivisibilité des investissements qui peut être décrit par l'exemple suivant. Supposons qu'à un moment donné, la prévision de la demande justifie la construction de deux nouvelles unités nucléaires, mais pas plus. Supposons également que trois sociétés soient en compétition sur ce marché. Laquelle ou lesquelles de ces trois sociétés construiront-elles les deux unités? Il est probable qu'une prévision positive de compétitivité des centrales nucléaires induise la construction de trois unités au lieu de deux. Au contraire, une prévision négative n'engendrera aucune construction. L'indivisibilité d'investissements relativement lourds par rapport à la taille du réseau rend impossible l'envoi d'un signal économique déclenchant une décision de construire! Ces problèmes sont moins importants pour les unités au charbon et probablement peu significatifs pour les unités à cycles combinés. Cette problématique est peu traitée dans la littérature bien qu'elle préoccupe certains régulateurs aux États-Unis.

6.3. INCERTITUDES

Le passage de systèmes électriques, quasi-indépendants et régulés, vers des marchés concurrentiels et intégrés,

en tout cas par grandes zones interconnectées européennes, est nécessairement un processus long et délicat. Les autorités européennes progressent par étapes successives : une première Directive publiée en 1996 a été suivie d'une deuxième Directive en 2004 sur la Régulation des échanges transfrontaliers.

Si les incertitudes en matière de régulation sont probablement inévitables, il est permis de s'interroger sur la stratégie européenne dans le domaine de l'environnement. Le législateur européen a en effet imaginé un large ensemble de lois laissant une liberté considérable d'interprétation aux pays membres de l'Union. En particulier, la compétitivité relative des unités à cycle combiné, dites TGV, par rapport aux centrales au charbon présente une grande incertitude dans le contexte du protocole de

Kyoto et de sa traduction dans le système européen de commerce (trading) des droits d'émissions.

Il résulte de tout cela que les investissements doivent être faits dans un environnement très incertain. On sait peu en économie sur les décisions en univers incertain. De plus, ce qui est connu ne s'applique pas bien à des installations soumises à des risques spécifiques telles que les centrales. Ce qui est sûr, par contre, c'est que ce climat d'incertitude a tendance à réduire les investissements. Des réponses scientifiques à l'ensemble de ces questions n'existent pas. On doit néanmoins insister sur le besoin impératif de simulation de l'impact possible des structures de marché lorsque cela est possible, et cela aurait dû être le cas lors de la conception du marché des émissions faisant suite au protocole de Kyoto.

7. LES MANQUES DE CONNAISSANCE ET LES BESOINS EN RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

7.1. INTRODUCTION

Ce chapitre énumère un certain nombre de manques de connaissance dans les domaines technique et économique et les besoins en recherche et développement pour les combler, tels qu'ils résultent de l'analyse, dans les chapitres précédents, des effets de la mutation subie par le secteur de l'énergie électrique en Europe. Il est décliné en plusieurs domaines pour une présentation synthétique, bien que ceux-ci interfèrent étroitement les uns avec les autres, dans la mesure où le système électrique est un tout. En particulier, l'influence directe de l'économie sur le comportement physique du système est, du fait de la libéralisation, devenue particulièrement forte et il importe de veiller à concilier les règles purement anthropiques du marché avec les lois physiques qui gouvernent inéluctablement le fonctionnement des systèmes électriques. Dès lors, les modèles économiques doivent impérativement incorporer les contraintes imposées par les lois de la physique.

Il serait présomptueux de prétendre exposer tous les besoins en recherche et développement dans un domaine aussi complexe et ouvert que celui de l'énergie électrique. La liste présentée ci-après n'est certainement pas exhaustive mais elle témoigne à suffisance de l'ampleur et de la diversité des nouveaux défis à relever. Les thèmes de recherche mentionnés ci-après répondent plutôt à des besoins à moyen et court terme et présentent, pour certains, un caractère d'urgence. Ne sont pas abordées ici des problématiques à plus long terme telles que les ressources énergétiques du futur et leurs stratégies de développement, le stockage de l'énergie électrique, l'économie de l'hydrogène, etc. Rappelons d'ailleurs que l'accent est mis dans ce rapport sur les problèmes systémiques des réseaux d'énergie électrique. Soulignons enfin que certains des thèmes cités ont déjà fait l'objet de travaux, mais il est important d'amplifier et de prolonger ceux-ci.

7.2. EXPLOITATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE TRANSPORT

7.2.1. Introduction

Comme expliqué précédemment, le réseau électrique européen s'est développé comme une juxtaposition de réseaux nationaux, les interconnexions assurant une assistance mutuelle en cas de problème chez un des partenaires. Par ailleurs, avec le développement du marché de l'électricité et l'extension de l'interconnexion vers les pays de l'Est, on assiste à des transferts de puissance plus importants et à plus grande distance. Cet état de fait ira

en s'accroissant avec la poursuite de la mise en place d'un véritable marché de l'électricité au niveau de l'Europe.

C'est donc au niveau des interconnexions qu'apparaît une bonne partie des congestions actuelles. Le renforcement des lignes d'interconnexion²⁴ permettra de lever certaines de ces congestions mais sous la pression du marché, celles-ci pourraient réapparaître à des niveaux de transfert plus élevés. Immanquablement, des limites techniques d'exploitation seraient alors approchées à l'intérieur même des réseaux nationaux, surtout si ces derniers n'évoluent plus, suite à l'incertitude qui affecte les décisions d'investissement. Par ailleurs, les contraintes actuelles de surcharge thermique des lignes d'interconnexion pourraient se muer en problèmes de stabilité (oscillations mal amorties, stabilité de tension, etc.).

À ceci s'ajoute une complexification de la conduite résultant de la séparation des métiers liés à la production et au transport, à la multiplication des acteurs, à l'explosion de la quantité d'information échangée pour la mise en place du marché de l'électricité, etc.

Il en résulte que le système électrique risque d'être davantage exposé aux incidents qu'il ne l'a été dans le passé. Il importera donc de mettre en place des outils, voire des équipements, permettant de faire face à cette situation, sans que la fiabilité de la fourniture d'électricité n'en soit affectée. Quelques aspects de ce défi sont évoqués ci-après.

7.2.2. Sécurité et conduite en temps réel

Il convient de poursuivre le développement des outils d'aide à la décision assurant une conduite plus sûre du système électrique. Ces outils doivent permettre aux gestionnaires de réseaux d'évaluer avec plus de précision les marges de sécurité disponibles vis-à-vis d'incidents (cf. section 2.5.3). Les réseaux ne pourront vraisemblablement plus être exploités avec les marges de sécurité que l'on pouvait se ménager dans un passé encore récent, et ce principalement pour des raisons économiques. Il importe donc de pouvoir estimer ces marges de manière objective et transparente vis-à-vis des différents acteurs. Dans les situations difficiles, ces outils doivent également suggérer aux opérateurs des parades efficaces.

Une expérience solide dans ce domaine a déjà été accumulée dans des universités et bureaux d'étude belges²⁵. Il faut poursuivre le développement de méthodes

²⁴ Par exemple, passage de un à deux ternes ou compensation série de l'impédance de la ligne.

²⁵ Voir par exemple le projet européen OMASES auquel l'Université de Liège et Suez-Tractebel ont pris une part active.

performantes d'analyse de la sécurité, compatibles avec les exigences du temps réel.

Citons à titre d'exemple :

- l'identification de modèles plus précis, surtout en ce qui concerne la représentation des charges et des sources non conventionnelles. Le problème prendra d'ailleurs une dimension nouvelle avec la plus forte pénétration de la production distribuée dans les réseaux de distribution. Il concernera également la représentation des grands parcs d'éoliennes ;
- l'analyse de la sécurité sous l'angle du risque encouru (par opposition au critère déterministe N-1) ;
- l'identification et l'analyse des scénarios de défaillance en cascade les plus plausibles, par exemple suite à un mauvais fonctionnement des protections (pannes cachées).

Dans le domaine de l'analyse de la sécurité, une partie des efforts doit se porter sur l'adaptation des méthodes d'analyse aux spécificités du système électrique européen. Parmi celles-ci, citons la très grande taille et le manque d'informations en temps réel sur les réseaux voisins (et a fortiori sur les partenaires non directement limitrophes).

Une certaine carence en informations a toujours existé mais ses conséquences risquent de devenir plus graves sous l'influence des transits de puissance plus importants mentionnés plus haut. Certes, des progrès ont été réalisés au niveau de la constitution d'une image quotidienne assez représentative de la situation prévue pour le lendemain, mais l'on est encore loin d'atteindre l'objectif en temps réel.

La solution la plus logique consisterait à mettre à la disposition de tous les gestionnaires de réseau, voire de tous les acteurs du marché, un modèle correctement mis à jour en temps réel de l'interconnexion tout entière. Les États-Unis ont opté pour une approche de ce type (au prix d'ailleurs d'une complexité notable des réseaux d'information!). Cependant, en Europe, la concurrence sur le marché de l'énergie électrique rend certains partenaires peu enclins à diffuser des informations à l'extérieur de leur zone de réglage²⁶. Dans le même ordre d'idées, la mise en place d'un centre de conduite supranational permettrait une meilleure coordination des informations. Cependant, dans l'état actuel des choses, certains pays sont hostiles à cette approche « intégrée ».

Face à ces difficultés, il convient sans doute de se tourner vers des solutions techniques respectant la confidentialité des informations d'une zone de réglage à l'autre. La technologie actuelle permettant une communication rapide et aisée entre ordinateurs distants, on peut penser à des processus distribués de traitement de l'information et de calcul, avec échange limité d'informations.

Les divers régulateurs du marché ont assurément un rôle à jouer dans la définition d'une politique d'échange d'informations et dans le suivi de sa mise en œuvre.

Ce qui vient d'être dit au niveau des échanges d'informations et de l'analyse de la sécurité est encore plus vrai au niveau des décisions et des actions qui en résultent dans le cadre de la conduite en temps réel.

La conduite du réseau européen est directement héritée de l'ancienne structure dans laquelle les pays jouissaient d'une autonomie très étendue et où les interactions d'un pays à l'autre étaient relativement faibles. Comme l'a démontré un black-out survenu en 2003, il y a relativement peu de coordination entre les différents gestionnaires de réseaux en matière de conduite (à l'exception, bien entendu, de la gestion des échanges de puissance via le réglage fréquence-puissance). Avec l'évolution du système dont il est question plus haut, cette situation risque de conduire à des interactions néfastes entre les divers sous-systèmes qui composent le réseau interconnecté européen.

Un exemple typique est la commande des transformateurs déphaseurs dont s'équipent progressivement les différents gestionnaires, notamment en vue de maîtriser les flux de puissance non identifiés auxquels leurs réseaux sont exposés (cf. section 2.2.3). Une commande non coordonnée de ces dispositifs peut conduire à surcharger des interconnexions, alors qu'une coordination de ceux-ci pourrait conduire à une meilleure exploitation des capacités de transport disponibles et donc à un meilleur fonctionnement du marché!

Il importe donc de concevoir les stratégies de commande qui bénéficient au système interconnecté dans son ensemble, tout en préservant une part d'autonomie chez les différents partenaires. Ceci requiert en particulier d'évaluer le degré de sous-optimalité de ces solutions par rapport à une approche intégrée.

7.2.3. Protections systèmes contre les défaillances graves

Il convient par ailleurs de développer et perfectionner les protections système permettant de limiter la propagation des pannes électriques, comme évoqué à la section 2.5.2. Ces actions automatiques en mode d'urgence viennent en complément à l'analyse préventive de la sécurité. Elles permettront d'exploiter le système plus près de ses limites, ce qui va d'ailleurs dans le sens de l'ouverture du marché de l'électricité, sans en dégrader la fiabilité.

²⁶ Sans doute dans la crainte que des acteurs du marché externes puissent en tirer avantage. Mais une large diffusion des informations n'est-elle pas précisément une garantie contre les «abus de position dominante»?

7.2.4. Nouvelles technologies de mesures et nouveaux composants de réseaux

Les moyens de télécommunication et les techniques de traitement du signal ouvrent de nouveaux horizons en matière de surveillance et de commande des grands systèmes électriques; leurs potentialités ne sont encore que très partiellement exploitées.

Un exemple d'application de ces technologies est la possibilité d'effectuer des mesures de phaseurs électriques synchronisées par satellite, à des endroits éventuellement éloignés les uns des autres²⁷. Une fois centralisées, ces informations permettent d'améliorer la surveillance du système (p.ex. détection de l'apparition d'oscillations mal amorties entre les diverses régions d'un grand système interconnecté) et peuvent entrer dans la constitution de protections systèmes à large couverture²⁸.

En matière de composants de réseaux, les progrès de l'électronique de puissance ont débouché sur la mise au point des composants FACTS évoqués à la section 2.3.2. Déjà présents dans certains réseaux de grande étendue (USA, Brésil, Chine, etc.) ces dispositifs pourraient compléter les moyens de réglage traditionnels utilisés en Europe (ajustement des prises sur les transformateurs réglables, enclenchement/déclenchement de la compensation shunt, modification des consignes de puissance ou de tension des groupes, modification de la topologie, etc.). Ces dispositifs FACTS peuvent contribuer au contrôle de la tension, à l'amortissement des oscillations électromécaniques, au réglage des flux de puissance, etc. Cependant, leur mise en œuvre requerra des investigations portant par exemple sur:

- leur localisation optimale dans le réseau
- leurs algorithmes de commande (méthodes avancées de l'automatique, utilisation de mesures de phaseurs synchronisées)
- les interactions entre FACTS voisins ou entre FACTS et régulateurs traditionnels.

Les progrès de l'électronique de puissance ont par ailleurs conduit à une nouvelle génération de liaisons à haute tension en courant continu. Ces liaisons, disponibles actuellement jusqu'à des puissances de 300 MW, s'appuient sur des convertisseurs électroniques de type source de tension²⁹ et à modulation de largeur d'impulsions. Elles possèdent de nombreux avantages sur les liaisons à courant continu utilisant des thyristors (réglage indépendant des puissances active et réactive, possibilité de produire de la puissance réactive alors que les convertisseurs à thyristors en consomment).

7.2.5. Impact d'une production éolienne massive sur les réseaux de transport

Les parcs de production éolienne, notamment de type offshore, dont l'installation en grande quantité est attendue

dans un avenir très proche en Europe, auront inévitablement une influence sur la conduite du réseau de transport, en raison du caractère fluctuant de leur production, induisant des transits de puissance inopinés.

Des études sont nécessaires en matière de prévision de la production éolienne, de représentation dynamique, de maîtrise de l'impact sur le réseau, etc.

7.2.6. Formation des opérateurs

Les opérateurs des centres de conduite gardent un rôle essentiel dans la sécurité des réseaux, tant pour éviter le développement des incidents majeurs que pour rétablir rapidement le fonctionnement du système après une panne généralisée. Dans un contexte européen où l'exploitation de réseaux doit être de plus en plus intégrée, il devient de plus en plus nécessaire de développer un simulateur d'entraînement des opérateurs qui permettent de jouer des scénarios à l'échelle européenne. Les électriciens belges ont récemment développé un simulateur d'entraînement de leur réseau utilisant une technologie de pointe qui pourrait être la base du futur simulateur européen.

7.3. EXTENSION DE LA ZONE SYNCHRONE

L'extension d'un système électrique par synchronisation avec un autre système suscite des interrogations tant techniques qu'économiques.

7.3.1. Aspects économiques

L'interconnexion d'un nouveau système et la création d'un marché local transfrontalier ressort de la problématique des réseaux multizonaux exposés au chapitre 3.2, étant entendu que le nouvel entrant respecte les règles générales d'ouverture des marchés.

Par contre, le financement des investissements relatifs à la capacité d'interconnexion, au renforcement des capacités de transit dans les pays d'interface, à l'adaptation des régulations des centrales et aux actions de défense constitue un problème incontournable lors de la décision d'interconnexion, pour lequel on ne dispose d'aucune approche économique satisfaisante, (voir aussi 7.2). Une recherche conjointe entre économistes et ingénieurs électriciens s'impose.

²⁷ Wide-Area Measurement Systems (WAMS).

²⁸ Wide-area protections.

²⁹ Voltage Source Converter (VSC).

7.3.2. Aspects techniques

L'extension de l'interconnexion conduit à la création de systèmes de plus en plus vastes, de plus en plus complexes, qui posent des problèmes spécifiques en matière de régulation des unités de production et d'exploitation. Les points suivants (non exhaustifs) requièrent des efforts de recherche :

- validation des modèles dynamiques, en particulier pour les oscillations lentes (en deçà de 1Hz);
- développement d'algorithmes de simulation et d'optimisation pour les systèmes de très grande taille;
- conception et réglage d'actions de défense spécifiques;
- synchronisation des mesures par satellites et amélioration des techniques d'acquisition d'état.

Ces recherches sont, par la nature des problèmes concernés et par leur ampleur, d'une dimension internationale.

7.4. PRODUCTION DÉCENTRALISÉE DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

7.4.1. Introduction

Nouveau concept, nouveau paradigme, la production décentralisée (DG) suscite énormément de questions techniques et économiques dont la réponse passe par la création de connaissances nouvelles relatives au marché, au développement et à l'exploitation de systèmes électriques intégrant cette DG.

Ce type de production dont on s'accorde à prévoir un large développement dans les réseaux de distribution en Europe, posera (comme il a été dit au paragraphe 3.4.3) de nombreux problèmes systémiques tant locaux que globaux qui ne pourront être résolus qu'au prix d'études et de développements.

7.4.2. Aspect économique. Marché de la production décentralisée

Le coût des équipements de production décentralisée dépendant énormément de la possibilité de production de masse, il est nécessaire d'identifier les segments de marché pour lesquels la structure de consommation d'énergie se prête le mieux aux différentes technologies de production locale.

Cette identification nécessitera une approche statistique et le développement de modélisations permettant d'optimiser la gestion de l'ensemble DG – charge locale et stockage éventuel (électrique ou thermique). La connaissance des marchés potentiels pour chaque technologie est indispensable pour gérer les risques financiers liés au développement de celle-ci.

L'intégration de la production locale dans le marché de l'électricité est un autre élément décisif de la rentabilité économique de la DG. Des recherches sur l'architecture de marchés spécifiques à la DG sont indispensables.

7.4.3. Aspect technique. Intégration de la production décentralisée dans les réseaux

L'étude du fonctionnement des réseaux en présence de la DG nécessite des moyens de simulation poussés (sources, interfaces électroniques, etc...) à développer. Des méthodes nouvelles d'évaluation de la fiabilité et de planification du développement des réseaux doivent être trouvées.

C'est sans doute dans la conduite des réseaux de distribution que les questions sont les plus variées et les plus nombreuses :

- Quelle méthodologie adopter pour la participation de la DG aux services systèmes ?
- Comment organiser l'acquisition d'état en temps réel ?
- Comment gérer la tension des réseaux de distribution ?
- Comment insérer la DG dans les plans de défense ?
- Faut-il agréger localement la DG sous forme de micro réseaux ou de centrales virtuelles ?

Toutes ces questions sont de la plus haute importance et les nombreuses recherches en cours n'ont pas encore abouti à une vision globale et cohérente.

7.5. ARCHITECTURE DES MARCHÉS

7.5.1. Système multizonal

Les questions de transport d'électricité dans les systèmes restructurés ont été largement étudiées. Les propositions des opérateurs de réseau européens introduisent des inconnues supplémentaires. Plusieurs mécanismes de couplage des marchés ont été proposés mais il est nécessaire de vérifier davantage leur adéquation technique et commerciale. Au niveau technique, ces méthodes sont basées sur des agrégations du réseau. Ces agrégations ont pour conséquence de réduire les capacités disponibles, d'augmenter le recours au ré-dispatché et, peut-être, de dégrader la fiabilité du système. Au niveau commercial, le couplage de marchés proposant des produits différents au travers d'algorithmes de fixation des prix complexes, voire opaques, peut générer la méfiance des acteurs ou créer des possibilités d'arbitrage pour certains d'entre eux. Un thème de recherche prioritaire est donc la simulation numérique de ces méthodes, avec, comme objectif, l'étude de l'arbitrage entre capacités de transmission rendues disponibles, l'étendue du re-dispatch, son coût et l'évaluation de la fiabilité du système. Ces travaux auront d'autant plus de chance d'aboutir que les opérateurs de

réseau et de marché accepteront d'y participer en toute transparence.

7.5.2. Équilibrage et mécanismes d'ajustement

Dans beaucoup de zones de réglage européennes, l'équilibrage charge/production est basé sur une pénalité plutôt que sur un marché disponible en dernier recours. Il est donc intéressant d'examiner par simulation numérique dans quelle mesure ces types d'organisation de l'équilibrage peuvent entraîner des distorsions sur le marché de l'énergie.

La diversité des mécanismes est une des caractéristiques du système européen. Les conséquences ne sont connues ni par la littérature ni par les simulations numériques.

7.5.3. Impact des contraintes d'exploitation des unités sur la formation des prix

La question de la formation des prix sur les marchés de l'électricité est une préoccupation certaine des différents intervenants: producteurs, consommateurs et autorités politiques. Dans ce domaine, la gestion des congestions a été largement étudiée, les questions relatives à l'équilibrage sont connues mais la rémunération des coûts de démarrage est rarement abordée.

Si les progrès algorithmiques permettent à présent une résolution exacte de ces modèles, la dérivation de signaux de prix vers les acteurs se base sur des heuristiques. Cette rémunération pose un problème économique embarrassant. Elle relève en effet du domaine des modèles économiques non convexes pour lesquels les résultats de recherche sont quasi inexistantes. Il est utile de vérifier l'importance de ces contraintes et dans quelle mesure les heuristiques employées entraînent des distorsions des signaux envoyés aux opérateurs.

7.5.4. La coordination entre gestionnaires de réseaux

Les méthodes de gestion des congestions et de l'équilibrage sont bien appréhendées dans le cadre de gestionnaires de réseau intégrés. Le « modèle » européen s'éloigne largement de cette structure privilégiant la coopération et la coordination. La question qui se pose est de comprendre et de mesurer dans quelle mesure une coordination lâche entre gestionnaires de réseau peut créer des distorsions des signaux économiques.

7.6. STRUCTURE DES MARCHÉS ET INVESTISSEMENTS

La question de l'investissement en moyens de production est claire sous les hypothèses économiques classiques de concurrence parfaite. L'expérience des systèmes restructurés a montré que ces hypothèses sont loin d'être vérifiées dans la pratique. La littérature a longtemps ignoré ces questions et l'on commence seulement à disposer de premiers résultats économiques sous des hypothèses plus réalistes. Les questions à examiner en ce qui concerne la production sont la prise en compte de l'incertitude (qui a atteint un niveau extrême en ces derniers temps) et le faible niveau de concurrence. Par ailleurs, des questions particulières se posent pour les investissements lourds en capital, ce qui constituera notamment un problème dans les cas de retour au nucléaire.

Pour l'investissement en réseau, des recherches sont encore nécessaires pour une méthodologie de justification économique des investissements en établissant le lien avec la fiabilité et la qualité demandées par les utilisateurs du réseau. En outre, vu l'abandon d'une planification intégrée des moyens de production et du développement du réseau, des études sur les mécanismes de marché et les structures tarifaires les plus adéquats pour donner des signaux économiques, qui permettent un développement optimal du système électrique, seraient certainement utiles.

8. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

8.1. LES DÉFIS POUR LA RECHERCHE

La libéralisation de l'énergie électrique et son assimilation économique à un banal produit de consommation, négociable comme tout autre produit, est un fait acquis dans la foulée du Traité de Rome ou plus généralement dans la diffusion contemporaine mondiale de la théorie de la primauté de la concurrence. L'industrie électrique se trouve ainsi confrontée véritablement à un nouveau paradigme dont on n'a pas encore mesuré toutes les conséquences sur le fonctionnement et la sûreté des systèmes de production, de transport et de distribution de ce vecteur énergétique, essentiel pour une société industrialisée

Des hiatus entre les conceptions purement anthropiques des lois du marché et les réalités du monde physique sont inévitables, en particulier dans le cas de l'énergie électrique qui présente des caractéristiques très particulières et dont la mise en œuvre doit obéir à des lois physiques très contraignantes.

Le fait d'avoir vécu durant cette dernière décennie sur les acquis des systèmes régulés, avec des surcapacités en production, a manifestement conduit à ne pas étudier suffisamment les effets sur les systèmes électriques des nouvelles externalités et de leurs conséquences et à sous-estimer systématiquement la situation. En outre, durant cette période où la principale activité technique a été l'entretien des équipements existants, une part du savoir-faire en matière de construction d'ouvrages s'est perdue. Ceci risque de poser des problèmes pour les investissements nécessaires dans les prochaines années pour répondre à la demande d'énergie électrique attendue et pour remplacer l'infrastructure arrivée en fin de vie.

L'analyse présentée dans ce rapport a pour objet d'identifier l'essentiel de ces hiatus. Elle met en évidence de manifestes et profonds manques de connaissances sur le fonctionnement du système électrique, considéré en tant qu'un tout confronté à une véritable mutation, et les besoins correspondants en recherche et développement pour définir les voies et moyens propres à réduire ces hiatus et à poursuivre la libéralisation du marché.

Outre le défi de la mise en concurrence des acteurs, le secteur électrique européen se trouve confronté à de nouvelles contraintes environnementales et de dépendance énergétique.

Face à ces défis et opportunités, il serait nécessaire de développer une recherche systémique importante, intégrant les aspects techniques et économiques. Ceci requiert une étroite collaboration entre ingénieurs électriciens et économistes.

Force est de constater que les efforts déployés au niveau européen dans ce domaine sont à ce jour insuffisants, ce qui peut s'expliquer de la façon suivante:

- Le cœur du système électrique, à savoir les réseaux, est géré par des entités régulées (gestionnaires des réseaux de transport et de distribution) de formation récente. Ces entités consacrent depuis leur création l'essentiel de leurs ressources à l'organisation de leurs affaires et sont contrôlées attentivement par des régulateurs nationaux ou régionaux. Elles sont soumises à un système de calage des performances qui a pour but une réduction des dépenses sous la contrainte d'un alignement des résultats techniques. Cette situation conduit à un sous-investissement dans la Recherche et Développement, considérée comme une dépense évitable à court terme et risquée quant à son retour économique. Cette situation étant commune à tous les gestionnaires de réseau, elle s'oppose à toute élévation de standard de performances.
- Les régulateurs nationaux sont peu concernés par des problèmes systémiques du réseau européen.
- Les anciens centres de compétence en matière de système électrique, qui s'étaient développés dans les sociétés électriques intégrées, ont souvent été dispersés, tant pour des raisons de réduction des coûts que pour des raisons d'accès aux problématiques de réseau. À noter que, en Belgique, une compétence forte a été maintenue dans le secteur dérégulé qui a estimé que la maîtrise du système électrique était indispensable à l'évaluation du risque de ses investissements et à l'optimisation de la marche de ses unités de production en Belgique comme à l'étranger.
- Le système électrique est un tout et son fonctionnement s'explique par l'interaction du réseau, des centrales et de la charge. À ce titre, la séparation des responsabilités entre gestionnaires des réseaux, producteurs et distributeurs est un frein à la connaissance du système dont on n'a pas encore évalué tous les effets.

Il faut admettre que les défis présentés ci-avant ne sont pas propres au système électrique belge et présentent pour la plupart une dimension européenne, vu l'interconnexion forte des réseaux. Néanmoins, en raison de la position de la Belgique au sein du réseau européen et de la présence dans notre pays d'une compétence reconnue au niveau international en matière d'analyse systémique des réseaux électriques, il est important que des mécanismes y soit mis en place afin de poursuivre la libéralisation en supprimant les effets pervers de celle-ci en matière de Recherche et Développement. Parmi ces mécanismes, citons:

- Monitoring de la recherche en cours et identification des centres de compétences.
- Établissement d'une feuille de route de la recherche par le Ministère des affaires économiques.

- Encouragement des projets rassemblant tous les acteurs du marché (gestionnaires de réseaux, producteurs, distributeurs, consommateurs).
- Mécanismes transparents de financement pour la recherche, centrés sur les gestionnaires de réseaux.
- Financement public pour des sujets d'intérêt public.
- Coordination recherche universitaire industrie.
- Accès aux résultats de la recherche par tous les participants au marché.
- Coordination des efforts de recherche avec les autorités européennes.

8.2. FORMATION ET PRÉPARATION DES RESSOURCES HUMAINES

De hautes compétences techniques, notamment en réseaux électriques, seront, à l'avenir, de plus en plus nécessaires pour assurer l'indispensable sûreté de l'alimentation en énergie électrique, dont tout le monde s'accorde à prévoir un important accroissement du rôle comme vecteur énergétique. Ce besoin en ressources humaines devrait faire l'objet d'une campagne de communication de la part du monde industriel concerné et être relayée par les milieux académiques et les associations d'écoles. Des solutions doivent être mises en place pour répondre à la désertion par les étudiants de la filière des systèmes électriques de puissance, que certains associent erronément à l'arrivée à complète maturité d'une technologie et à la disparition des entreprises belges de construction électrique.

La formation d'électrotechniciens de haut niveau doit être assurée au sein des universités, notamment dans le cadre de travaux de recherche et de thèses de doctorat, le plus possible en collaboration avec les industries du secteur. L'université jouerait ainsi son rôle d'incubateur de

la réserve de talents nécessaires à la préparation de l'avenir énergétique de la Belgique. De même, davantage de travaux combinant les aspects économiques et techniques devraient être entrepris pour favoriser une fertilisation croisée entre ces deux disciplines qui s'ignorent trop souvent.

8.3. LA DIMENSION EUROPÉENNE

La dimension européenne du système électrique et les défis énergétiques sous-jacents indiquent d'organiser la mobilité des chercheurs et de participer aux projets de recherche européens. Cette politique sera d'autant plus profitable pour la Belgique que celle-ci disposera de centres d'excellence en la matière, qu'il convient de maintenir et développer.

Le tout récent Livre Vert (COM 2006 105 final) du 8 mars 2006 de la Commission des Communautés Européennes intitulé «Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable», a de nombreux points de convergence avec l'analyse faite par ailleurs dans ce rapport. Il présente au niveau européen des propositions intéressantes basées sur une bonne appréciation de la problématique des systèmes électriques, bien que l'accent ne soit pas suffisamment mis de manière explicite sur les besoins en recherche dans ce domaine.

Il convient que les autorités belges considèrent ces propositions avec grand intérêt et les soutiennent. En particulier la proposition de concrétiser la collaboration des gestionnaires de réseau en un centre européen pour les réseaux énergétiques semble particulièrement bienvenue. Une première étape pourrait être la création d'une agence ou d'une fondation européenne pour la recherche en systèmes électriques, ouverte à tous les acteurs du marché et au monde académique.

TABLE DES MATIÈRES THÉMATIQUE

A

Anthropique versus physique – hiatus, 8.1.
Architecture des réseaux (voir Marchés de l'énergie)

C

Coordination dans les ensembles dérégulés, 3.2.2.5.

D

Déclenchement en cascade, 2.4.1.
Défaillances, 2.4.
Défense (parades), 2.5.

E

Électronique de puissance, 7.2.4.
Énergie électrique (non stockable), 2.1.
Environnement, production d'électricité, 3.3.2.
Environnement, transport d'électricité, 3.3.3.
Environnement, pollution, 3.3.2.1., 3.3.2.2.
Éoliennes, 7.2.5.
Équilibrage (production/consommation + pertes), 2.2.3., 3.2.2.2.
ETSO (European Transmission System Operators), 3.2.2.1.

F

FACTS (Flexible Alternatif Current Transmission System), 2.3.2.
Flux de puissance, 2.2.3.
Fréquence (régulation), 2.3.1., 2.3.2.3.

H

Hydrogène , 1.1.

I

Instabilités, 2.4.2.
Interconnexions, extensions, 3.1.2., 7.3.
Interconnexions, technique, 3.1.3., 3.1.4.
Investissement en production, 6.1.
Investissements en réseaux, 5.1.

L

Livre vert de la CE, 8.3.

M

Marché de l'énergie.
Architecture (organisation opérationnelle), 3.2.2., 7.5.
Structures (aspects matériels), 3.2.3., 7.6.

P

Pannes, parades contre les pannes majeures, 2.5.
Physique versus anthropique –hiatus, 8.1.
Préventions, analyses préventives d'incidents, 2.5.3.
Production décentralisée (DG), 3.4., 7.4.
Puissance active, 2.2.2., 2.2.3.
Puissance réactive, 2.2.2., 2.2.4., A2

R

Recherche et Développement, 7., 8.
Réseaux
Caractéristiques, 2.1.
Défaillances, perturbation, 2.1., 2.4.1., 2.4.2.
Impératifs de fonctionnement, 2.2.
Investissements, 5.
Structures, 2.2.1.
Tailles, 2.1., 3.1.5., 3.1.6.
Réserves, puissances de réserves, 3.2.3.1.

S

Sécurité, analyses préventives, 2.5.3.
Services systèmes, 2.3.
Stabilités, instabilités, 2.4.2.
Stockage de l'énergie (futur), 1.1.
Système électrique européen, 3.

T

Tension (régulation), 2.3.2.

U

UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité), 2.2.3., 3.1.5.

W

WAMS (Wide Area Measurement Systems), 7.2.4.

Z

Zone synchrone, extension, 3.1.

N.B. Les annexes ne sont pas répertoriées dans ce tableau thématique.

ANNEXE 1

HISTORIQUE DE L'INDUSTRIE DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE, PRINCIPALEMENT SOUS L'ANGLE BELGE

A.1.1. La période héroïque

Le 21 octobre 1879, Thomas Alva Edison mettait au point la première lampe électrique à incandescence dans son laboratoire de Menlo Park (New Jersey). Quelques années plus tôt (1870) Zénobe Gramme avait réussi à construire la première génératrice à courant continu. La synthèse des deux allait déclencher l'extraordinaire développement de l'électrotechnique, quête permanente de la perfection toujours dérobée. Rapidement, une âpre rivalité entre la technique du courant continu et celle du courant alternatif se développe entre les deux principaux constructeurs américains : General Electric Co, fondée par Edison, défendait le continu alors que Westinghouse Co (Westinghouse et Tesla) introduisait l'alternatif. Dès le début de la décennie 1890, les jeux étaient faits : grâce à l'invention par N. Tesla du transformateur qui permet le transport d'énergie électrique à tension élevée (de 3.000 à 30.000 volts déjà à l'époque), donc à grande distance, et à la mise au point par B.G. Lamme du robuste moteur à cage d'écurie, le courant alternatif se réservait le domaine des installations industrielles de grande puissance, notamment des centrales, réunissant les avantages du rendement, du faible encombrement et aussi de la sécurité d'exploitation grâce au niveau élevé de connaissances du personnel technique. Il restait au courant continu les domaines de l'éclairage, des petites installations motrices, des petites centrales (il y eût jusqu'à 400 cheminées à New York !) et, du moins provisoirement, de la traction électrique. En d'autres mots, ce qui ne demandait pas trop de cuivre, le courant admissible y étant limité à quelques ampères par mm² !

La même différenciation se marque en Europe, à quelques exceptions près.

A.1.2. La période de maturation (1900-1945)

Les germes de l'industrie de la production d'énergie électrique dans les deux continents industrialisés étant définis, la suite de cet exposé ne concernera plus guère que les phases principales du développement belge, par ailleurs analogue à celui des autres pays industrialisés avec certaines différences dues à l'hydraulicité des régions montagneuses et une avance des États-Unis d'une dizaine d'années en moyenne. Dès le début du siècle, l'éclairage électrique concurrence le gaz ; simultanément, la vapeur cède le pas aux moteurs électriques. Dans beaucoup d'industries (mines, sidérurgie), de petits alternateurs produisent localement l'énergie appelée au point que, dès 1911, un jeune ingénieur, Fernand Courtoy, expérimente la mise en parallèle de plusieurs alternateurs dans le but d'optimiser le coût de l'énergie électrique. L'idée sera reprise, développée et largement appliquée après la guerre de 1914-18 dans le bassin de Liège, puis dans celui du Hainaut. Dans l'ensemble du pays, de nombreuses petites centrales à courant continu et à courant alternatif voient le jour dans le cadre de « Sociétés d'électricité » indépendantes les unes des autres. À l'intérieur de celles-ci la mise en parallèle des alternateurs devient la règle. Les réseaux à basse tension

se développent tant en courant continu qu'en courant alternatif, suivis, dans ce dernier cas, par des réseaux à moyenne tension (quelques kV puis quelques dizaines de kV) en particulier pour l'électrification rurale. Peu à peu le courant alternatif remplace le continu, sauf pour la traction électrique (tramways).

Exception faite d'une liaison éphémère Bruxelles-Tervuren, la première ligne de chemin de fer électrifiée en Belgique, en courant continu à 3.000 volts, fut Bruxelles-Anvers en 1935.

Vers 1937, année charnière comme on le verra plus loin, on dénombrait en Belgique quelque 110 centrales équipées de machines de 1 à 60 MW (dont les centrales industrielles), totalisant une puissance de 2.000 MW. La pointe de charge atteignait quelque 800 MW. En première approximation le taux de réserve était donc de 60 %, ce qui est énorme par rapport à la situation actuelle. L'explication se trouve principalement dans la faible interconnexion de ces centrales (à 70 kV ou même isolées)³⁰ et l'absence de toute coordination tant de la production que des programmes de révision des engins de production. De plus, toutes ces centrales présentaient des caractéristiques très variées à la fois par la nature des sources d'énergie (gaz de haut fourneau, gaz de cokerie, charbon, mazout) et par leurs consommations spécifiques (de 2700 à plus de 4000 kcal/kWh). La part de l'hydraulique dans le parc des machines n'a pas été mentionnée vu sa très faible importance.

C'est en 1937 que les principaux producteurs du secteur privé fondèrent la CPTÉ³¹ pour coordonner cet ensemble disparate, sous la direction de Louis De Heem, sur le principe de l'économie maximale. Les règles adoptées étaient celles développées par F. Courtoy dès l'après-guerre 14-18 (méthode RFK) : économies réalisées restituées aux entreprises après déduction des frais de fonctionnement. Cette coordination économique fut, jusqu'en 1947, la préoccupation principale de la CPTÉ.

Vint la guerre de 40-45 avec son cortège de restrictions, la construction en 1942 de la ligne Jupille-Zukunft (220 kV) destinée au transfert d'énergie de la zone de Liège (métropole industrielle de la Belgique à l'époque) vers le bassin de la Ruhr et aussi, en 1944, le drame humain de la centrale de Merksem dû à une action malheureuse de la Résistance locale.

A.1.3. Les trente glorieuses (1950-1979) et leur prélude

1945-47 fut une difficile période de reconstruction du potentiel économique de la Belgique (bataille du charbon). Consciente de l'ampleur du développement futur du réseau électrique belge, la CPTÉ fonda, en

³⁰ Il faut citer toutefois la ligne Rimière-Aubange-Landres construite par l'UCE Linalux, constituant une première liaison internationale.

³¹ Société pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Énergie électrique.

1947, son service des Etudes. Ses domaines de compétence s'élargirent au cours des ans mais son activité primaire fut, notamment pour l'élaboration des plans quinquennaux, l'application du calcul des probabilités et des statistiques à la détermination rationnelle des réserves de puissance active nécessaires à une exploitation presque sans défaillance du réseau. Des études semblables avaient été effectuées aux États-Unis et en France. En cette « *pre-computer era* » la difficulté principale résidait dans la lenteur des calculs : il fallait cibler le cas intéressant et non, comme aujourd'hui, scanner un large ensemble. Cela n'empêcha pas le bureau belge d'apporter quelques pierres à l'édifice.

La centralisation des études d'orientation technico-économique de l'ensemble du réseau belge était d'autant plus justifiée que l'augmentation de la consommation d'énergie, évoluant au rythme d'un doublement à chaque décennie (c'est-à-dire d'une augmentation moyenne de 7 % l'an), allait nécessiter une évolution plus ou moins parallèle de la puissance des nouvelles machines, de la tension des lignes d'interconnexion, de l'internationalisation des réseaux (entre autres pour rationaliser l'entraide mutuelle) et, corrélativement, le développement des centres de surveillance (dispatchings) et des moyens de calculs prévisionnels.

La suite de cette section vise à présenter chronologiquement le déroulement de ces évolutions ou, tout au moins, à en fixer les repères principaux.

1949. Reprise de l'électrification du réseau belge de la SNCB (elle conserve le courant continu, ayant manqué de peu la révolution électrotechnique des redresseurs à semi-conducteurs c.-à-d. l'utilisation beaucoup plus souple du courant alternatif).

Mise en œuvre (à Monceau et à Drogenbos) des premières machines de la tranche 40-60 MW, exception faite de l'unité de 60 MW installée avant-guerre à Schelle, et de la deuxième liaison avec la France en 70 kV (Gouy-Maubeuge, 30 km, la liaison Aubange-Landres étant déjà en service antérieurement).

Le réseau belge d'interconnexion à 70 kV continuera à se développer jusqu'en 1955.

De nouvelles lignes à 70 kV seront encore construites ultérieurement, mais uniquement pour alimenter des postes de grande distribution, en particulier les raccordements SNCB.

1950. Mise en service de deux unités de 50 MW (Monceau et Schelle).

1951. Fondation de l'UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Énergie électrique) associant la Belgique et sept pays voisins et étendant à cet ensemble les idées de coopération qui étaient celles de la CPTÉ. Elle exercera son activité jusqu'en 1999 où, en application de l'idéologie concurrentielle de l'époque, elle se spécialisera sous le nom d'UCTE en tant qu'association des gestionnaires de réseau.

Mise en service de deux unités de 50 MW à la nouvelle centrale des Awirs et d'une unité de 40 MW à Farciennes.

Apparition du **150 kV** par transformation des lignes 70 kV Gouy-Maubeuge, Schelle-Gouy et Rimièrre-Gouy-Quaregnon.

1952. Mise en service du « dispatching de la rue Belliard » de la CPTÉ avec télémesures par ondes porteuses de l'ensemble du réseau

belge (souvent via les dispatchings régionaux et internationaux) et responsabilités correspondantes. Simultanément un calculateur analogique de réseaux fut acquis. Il était, à ce moment, le *nec plus ultra* de la technologie. Il fut intensément utilisé non seulement pour le réseau belge mais aussi pour de nombreux pays étrangers : Pays-Bas, Suisse, Liban, Congo belge, Irak, Australie, etc.).

Mise en service de deux unités de 50 MW à Schelle et Drogenbos.

Passage en 150 kV de 135 km de lignes à 70 kV.

Création de l'UKEC, réseau interne des centrales des charbonnages de Campine.

1954-1954. Mise en œuvre de trois nouvelles unités de 50 MW et des centrales hydrauliques de Monsin et Yvoz-Ramet sur la Meuse (16+10 MW).

Passage en 150 kV de 45 km de lignes dans le Hainaut.

1955. Création du Comité de Contrôle de l'Électricité.

Liaison avec les Pays-Bas par la ligne à 150 kV Eidsen-Lutterade.

Premières recherches en énergie éolienne par les services de l'Aéronautique.

Démarrage de la première unité nucléaire belge (BR3 – 10 MW) à Mol.

1956. Premiers essais de réglage fréquence-puissance : dispositif devenu rapidement classique pour maintenir les échanges de puissance aux frontières de telle manière que ce soit le pays responsable d'une variation importante de production ou de consommation qui la compense lui-même.

Mise en service d'une unité de 62 MW à Drogenbos.

Construction ou passage en 150 kV de 155 km de lignes.

1957. Mise en service de quatre centrales de 40 à 60 MW (Ruien, Merksem, Auvelais et Sclessin).

1958. Mise en service de la première unité de 115 MW à Monceau-Fontaine (quelque 10 ans après l'apparition de la tranche 40-60 MW).

1970-1970. Irruption des unités 115-145 MW :

Langerbrugge	115 (1959)
Pont Brûlé	120 (1959) + 125 (1961)
Péronnes	115 (1959)
Baudour	115 (1960)
Genk	115 (1960)
Awirs	125 (1963) + 140 (1967)
Monceau	125 (1964)
Rodenhuize	125 (1964) + 145 (1968)
Schelle	2 x 135 (1966)
Ruien	135 (1966) + 140 (1967)
Amercœur	135 (1967) + 135 (1968)
Mol	140 (1967)

Cette époque vit aussi apparaître (en 1965) les premiers turboréacteurs (principalement destinés à couvrir les pointes de charge : 20 MW à Langerbrugge et 40 MW à Beerse) et, surtout, la prise de participation de la moitié de la première centrale nucléaire de Chooz (France), soit 266/2 = 133 MW. Elle fut reliée à Monceau par une ligne à 220 kV.

1971. Mise en service de la centrale de pompage de Coö : 2 turbines réversibles (pouvant fonctionner en pompes) de 132 MW chacune. La centrale de pompage de Coö est destinée à accumuler le surplus d'énergie produite par les centrales nucléaires pendant la nuit et les heures creuses et à la restituer aux moments des pointes de charge.

Première turbine de l'échelon 290 MW à Kollo (quelque 10 ans après l'échelon 120 MW).

Mise en service des premiers ternes à 380 kV (vingt ans après l'introduction du 150 kV) : Coö-Mercator (197 km) et Gramme (Tihange)-Maasbracht (Pays-Bas, 98 km).

1972. Troisième machine de Coö (132 MW) et deuxième machine de Kollo (290 MW).

Mise en service de la ligne Mercator – Doel à 380 kV (24 km).

1976-1976. Mise en service de la centrale nucléaire de Doel (390 MW en 1973 et 390 MW en 1975).

Mise en œuvre de la centrale nucléaire de Tihange : 2 x 435 MW en 1974.

Suite des équipements en machines de 290 MW : 2 à Ruïen et Langerlo, 1 aux Awirs.

Développement des turbines à gaz de 60 MW (4 à Langerlo, 2 à Ruïen, 1 à Monsin) et des turbo-réacteurs (6 x 20 MW à Langerlo et 3 à Ruïen).

Mise en service en 1976 d'un nouveau dispatching de la CPTÉ, cette fois à Linkebeek (site Laborelec). Il était principalement relié aux dispatchings régionaux et aux principaux postes à 380 kV par des faisceaux hertziens. Les équipements de ce centre de contrôle recevaient et émettaient leurs messages via deux calculateurs en temps réel (un maître, normalement en service, un esclave, constituant la réserve). Il commandait aussi désormais la centrale de Coö.

Abandon du calcul analogique au profit du calculateur numérique.

A.1.4. 1980-2002 : les derniers stades de la symbiose production – grand transport de l'énergie électrique ; l'impact des soucis environnementaux

Ces derniers stades se caractérisent par :

- le tassement de la courbe de consommation ;
- les difficultés croissantes d'obtenir de nouveaux couloirs pour la construction des lignes à haute tension ;
- l'augmentation de la production d'énergie nucléaire dans le bilan d'ensemble ; la conversion au charbon d'unités fonctionnant au fuel ;
- la rupture de l'économie d'échelle dans la production d'électricité avec l'apparition des unités de production à cycle combiné ;
- l'apparition des (petites) unités actionnées par l'énergie éolienne ;
- le développement de la cogénération ;
- le souci grandissant pour l'environnement et le développement durable qui donne lieu à un développement et à une évolution constante de ces législations ;

- la libéralisation du secteur de l'électricité par des directives européennes transposées dans les différentes législations nationales.

1980. Mise en service du second stade de la centrale de Coö : 3 x 207 MW.

1981. Démarrage de la centrale hydraulique de Plate-Taille : 4 x 32 MW.

Passage en 380 kV de quelques ternes, notamment en direction d'Avelin (France).

La production nucléaire représente 30 % de la production totale belge. Le second stade de la centrale de pompage est activé.

Le 4 août 1982, un des très rares incidents du réseau belge a affecté tout le nord du pays. Lors des essais de réception de Doel 3 (900 MW) une coupure programmée de cette machine à pleine puissance active et réactive a subitement privé la région d'Anvers de 450 MVA. Les générateurs Doel 1 et 2 restant en service, déjà fortement chargés, ne peuvent reprendre cette production réactive et la tension s'effondre progressivement pendant 4 minutes 30 secondes jusqu'à la coupure de ces générateurs par leurs protections. À ce moment, l'incident devient une instabilité angulaire classique par oscillation de machines, affectant progressivement tout le nord du pays. Cet incident marque la fin d'une attitude empirique mais répandue vis-à-vis de la puissance réactive ; elle fut enfin définitivement remplacée par une conception rationnelle déjà établie dans ses grandes lignes et vérifiée en temps réel dès 1975 par un professeur de l'Université de Liège.

1984-1984. Mise en service de Tihange 2 (900 MW). La production nucléaire monte à 45 % en 1983 et à 51 % en 1984.

1985. Mise en service de Doel 4 (980 MW) et Tihange 3 (980 MW).

90 km de ligne à 380 kV sont installés et la production nucléaire couvre 60 % de la production belge d'électricité.

1986-1989. La production nucléaire culmine à 66.1 % en 1987.

1990. Les 3 sociétés les plus importantes (EBES, Intercom et Unerg) qui résultaient d'une cascade de fusions antérieures se regroupent pour donner naissance à Electrabel. La structure de l'ensemble du réseau belge à haute tension se résume dès lors aux producteurs Electrabel et SPE (société publique) et à la CPTÉ (transport).

1991-1993. En 1991, la première centrale de Chooz est déclassée. En 1993, la production nucléaire tombe à 59 %.

1994. Retour d'un certain dynamisme par l'installation de deux Turbines Gaz-Vapeur (TGV) à haut rendement de 460 MW, à Drogenbos et à Seraing et d'une unité de cogénération de 22 MW à Beveren.

Mise en service d'un nouveau dispatching à Linkebeek en 1994

1995. Rien à signaler, sauf que la part du nucléaire descend à 55.3 %.

1996. 72 MW de cogénération sont installés dans le pays.

1997. Installation de 120 MW de cogénération.

1998. Installation de 30 MW en cogénération.

1999. On note une consommation annuelle de 80.183 GWh et une pointe de 12.683 MW.

Le programme de déclassement des unités porte sur les centrales de Ruien et Pont Brûlé.

Installation de 300 MW en cogénération.

Transposition en loi belge de la directive européenne sur la libéralisation du marché de l'électricité. Scission de l'UCPTE en UCTE et UCPE (voir 1951).

2000. Installation de 295 MW de production combinée et d'une TGV de 350 MW à Saint Ghislain. Mise hors service de 111 MW à Péronnes et de 228 MW à Schelle.

2001. Installation d'une TGV de 385 MW à Vilvorde 1. Amélioration du réglage fréquence-puissance.

Mise en place du Régulateur fédéral au niveau belge (la CREG).

Constitution d'Elia en tant que société commerciale indépendante.

Démarrage d'un système d'enchères des capacités entre les Pays-Bas, l'Allemagne et la Belgique.

2002. Il n'y a rien de particulier à signaler en matière de nouvelles installations. La pointe de consommation est de 13.692 MW nets (mercredi 11 décembre à 18 h) et la puissance installée totale de 14.892 MW nets (voir tableau A.1 ci-après). La réserve de puissance installée (sans tenir compte des possibilités d'importation de l'étranger) est donc de 8.8 %, à comparer aux 60 % cités plus haut pour 1937 ! Désignation de la société Elia en tant que gestionnaire du réseau de transport indépendant. Mise en service de l'unité Twinerg à Esch-sur-Alzette qui est intégrée dans la zone de réglage belge.

Nous complétons cette revue par un tableau synthétique des puissances nettes³² des unités de production du secteur électrique belge en 2002 (tableau A.1.) et par un tableau comparatif des puissances installées dans l'Union européenne à la fin 2001 (tableau A.2.). Les bases de ces deux tableaux ne sont pas identiques, le second incluant les puissances des autoproducteurs (629 MW en 2001).

	Nucléaire	Thermique classique	Biogaz	Déchets, vap. de récupér.	Cogénération	Hydraulique	Éolien	Total
0,1 à 4 MW								
Nbre de sites		19	6		78	10	5	118
Puissance		19,4	2,7		82	5,5	6,7	116,3
%		16,7	2,3		70,5	4,7	5,8	100
4 à 50 MW								
Nbre de sites		11		3	18	8	2	42
Puissance		210		75,5	453,4	89,5	11,9	840,3
%		25		9,0	53,9	10,7	1,4	100
50 à 150 MW								
Nbre de sites		4			4			8
Puissance		363			306			669
%		54,3			45,7			100
150 à 500 MW								
Nbre de sites	1	9			1			11
Puissance	785	3.120			154			4.059
%	19,3	76,9			3,8			100
> 500 MW								
Nbre de sites	2	5				1		8
Puissance	4.976	3.067				1.164		9.207
%	54,1	33,3				12,6		100
Total								
Nbre de sites	3	48	6	3	101	19	7	187
Puissance	5.761	6.779,4	2,7	75,5	995,4	1.259	18,6	14.891 MW
%	38,7	45,5		0,5	6,7	8,5	0,1	100

TABLEAU A.1. – Puissances nettes installées en Belgique au 31 décembre 2002.

³² C'est-à-dire services auxiliaires (pompes, ventilateurs, etc...) déduits.

CAPAS Science & Industrie

	Centrales nucléaires		Centrales thermiques classiques		Centrales hydrauliques		Autres		Total	
	Pm	%	Pm	%	Pm	%	Pm	%	Pm	%
Allemagne	23.403	18,7 %	81.092	64,9 %	8.484	6,8 %	12.001	9,6 %	124.980	100,0 %
Autriche			6.178	34,3 %	11.698	64,9 %	141	0,8 %	18.017	100,0 %
Belgique	5.761	37,1 %	8.341	53,7 %	1.413	9,1 %	31	0,2 %	15.546	100,0 %
Danemark			10.430	78,3 %	11	0,1 %	2.886	21,7 %	13.327	100,0 %
Espagne	7.577	12,6 %	29.941	49,7 %	17.879	29,7 %	4.798	8,0 %	60.195	100,0 %
Finlande	2.671	16,1 %	10.888	65,7 %	2.964	17,9 %	43	0,3 %	16.566	100,0 %
France	63.273	54,4 %	27.278	23,5 %	25.551	22,0 %	132	0,1 %	116.234	100,0 %
Grèce			8.188	70,9 %	3.078	26,6 %	287	2,5 %	11.553	100,0 %
Irlande			4.760	87,7 %	531	9,8 %	138	2,5 %	5.429	100,0 %
Italie			54.521	68,4 %	23.777	29,8 %	1.446	1,8 %	79.744	100,0 %
Luxembourg			443	27,8 %	1.138	71,3 %	15	0,9 %	1.596	100,0 %
Pays-Bas	449	2,2 %	19.635	94,4 %	38	0,2 %	678	3,3 %	20.800	100,0 %
Portugal			6.448	57,4 %	4.587	40,8 %	204	1,8 %	11.239	100,0 %
Royaume-Uni	12.486	16,2 %	59.933	77,9 %	4.254	5,5 %	312	0,4 %	76.985	100,0 %
Suède	9.452	29,1 %	6.462	19,9 %	16.232	49,9 %	357	1,1 %	32.503	100,0 %
European Union (15 countries)	125.072	20,7 %	334.538	55,3 %	121.635	20,1 %	23.469	3,9 %	604.714	100,0 %

Source : EUROSTAT.

TABLEAU A.2. — Puissances nettes développables dans l'Union Européenne au 31 décembre 2002.

A.1.5. Les premiers pas dans la libéralisation

Dès le printemps 2000, les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) belge, hollandais et français se penchent sur le problème des congestions dans leurs réseaux (dus notamment à des circulations physiques de l'énergie électrique différant des chemins conventionnels présumés par les acteurs économiques). Un système cohérent d'échanges de données fut mis en place.

Presque simultanément les GRT suisse et italien, d'une part, les GRT allemand, autrichien, polonais, hongrois, tchèque et slovaque (CENTREL), d'autre part, créèrent deux organisations semblables.

À la fin 2001, toutes ces procédures furent fusionnées en une seule, appelée DACF (Day Ahead Congestion Forecast – prévisions des congestions un jour à l'avance). Cet échange de données se perfectionne et s'étend continuellement et donne à chaque GRT une vue très réaliste de la situation du lendemain. Si certaines situations s'avèrent délicates, les mesures de prévention peuvent être prises à temps.

Il peut être intéressant de noter qu'un tel processus de calcul avait déjà été conçu par la CPTÉ dès 1978.

2003. Mise en place d'un hub « Intraday » pour le marché belge de l'électricité.

2004. p.m.

2005. Mise en bourse de 40 % du capital de la société Elia System Operator.

Mise en service de l'unité TGV Zandvliet Power de 385 MW.

Mise en service du deuxième terme de la ligne d'interconnexion 380 kV Avelgem (B) – Avelin (F) augmentant de manière significative les capacités d'importation à partir de la France.

A.1.6. Sources

1. Annuaires et Statistiques provisoires de la Fédération Professionnelle de l'Électricité (FPE)

2. J.D. Ryder, D.G. Fink

Engineers and Electrons, A Century of Electrical Progress

IEEE Press, New York, 1984 (édité à l'occasion du centenaire de l'IEEE).

3. *Histoire de l'Électricité en France*, Editions Fayard :

Tome 1 : 1881 – 1918, sous la direction de F. Caron et F. Cardot

Tome 2 : 1919 – 1946, sous la direction de M. Levy-Leboyer et H. Morsel

Tome 3 : 1946 – 1987, sous la direction de H. Morsel.

4. A. Jaumotte et al.

Un demi-siècle de nucléaire en Belgique

Presses Interuniversitaires Européennes, Bruxelles, ISBN 90-5201-405-1.

5. CPTÉ 1937-1987 – Brochure diffusée à l'occasion du cinquantième de la Société

6. A. Calvaer

Diffusion des variations de puissance réactive dans les réseaux interconnectés

Revue E (SRBE), Vol. VIII, No 4, 1975

7. A.J. Calvaer, E. Van Geert

Quasi Steady-State Synchronous Machine Linearization around an Operating Point

IEEE PES Winter Meeting, paper 84 WM 019-6, Dallas (Tx), Jan. 29-Feb. 3, 1984.

8. H. Persoz, R. Adjemian

Interconnexions et échanges d'énergie électrique en Europe

Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D4025, Dec. 1995.

9. R. Van Mele, A. Calvaer, C. Marique

Le problème des réserves dans l'Industrie de la Production d'Électricité en Belgique

Bulletin Scientifique de l'AIM, Liège, n° 3, mars 1956

10. P. Panciatici

Prévoir les contraintes de transit à l'échelle européenne : le processus intergestionnaire de réseaux

Revue de l'Électricité et de l'Electrotechnique REE n° 8, septembre 2004, pp. 102-103

11. F. Denis, A. Calvaer, J.P. Piret

Exchange of Equivalent Circuits between Control Centers of Interconnected Systems

International Conference on Large High Voltage Electric System, 1978 session, Paris, Report 32-04

12. CAPAS. L'énergie dans la Belgique de demain. Prise en considération de l'effet de serre.

Rapport de juin 2002.

ANNEXE 2

L'INDISPENSABLE PUISSANCE RÉACTIVE, LE TRIBUT À PAYER AUX COMMODITÉS DU COURANT ALTERNATIF

Dans les circuits électriques en courant alternatif sinusoïdal, il est fait usage de différentes formes pour décrire la puissance électrique, à savoir la puissance instantanée p , la puissance active P , la puissance réactive Q et enfin la puissance apparente S . La maîtrise de ces notions est indispensable à une compréhension correcte du fonctionnement du système électrique, en particulier ce qui concerne la puissance réactive, dont le rôle essentiel est souvent mal perçu, voire ignoré. Il nous a paru utile dans ce rapport dédié à l'énergie électrique de rappeler les définitions de ces puissances en mettant l'accent sur la puissance réactive particulièrement délicate à définir et nécessitant quelques développements mathématiques (des tentatives d'explication « physique » existent, mais ne résistent pas à une analyse approfondie).

Dans les circuits électriques, des effets analogues à ceux de l'inertie en mécanique se rencontrent dans l'établissement du courant i dans les éléments inductifs (enroulements d'inductance propre L) ou de la tension u aux bornes des éléments capacitifs (condensateurs de capacité C). Ces phénomènes sont en effet gouvernés respectivement par les relations $u = L \cdot di/dt$ et $i = C \cdot du/dt$, analogues à la relation fondamentale de la mécanique $F = M \cdot dv/dt$, décrivant l'accélération d'une masse M sous l'effet d'une force F . Ces effets sont, en courant alternatif sinusoïdal, à l'origine respectivement d'avance ou de retard de la tension par rapport au courant. Le déphasage de la tension par rapport au courant est communément noté $\varphi = \theta_u - \theta_i$ (θ_u et θ_i étant respectivement les phases de la tension et du courant), il est positif pour un élément inductif et négatif pour un élément capacitif.

La *puissance instantanée absorbée par un dipôle* est le produit des valeurs instantanées de la tension à ses bornes et du courant qui le traverse. Elle s'exprime en watts par $p(t) = u(t) \cdot i(t)$.

En alternatif sinusoïdal, la tension aux bornes du dipôle est donnée par :

$$u(t) = U \sqrt{2} \cos(\omega t + \theta_u)$$

et le courant qui le traverse par :

$$i(t) = I \sqrt{2} \cos(\omega t + \theta_i) = I \sqrt{2} \cos(\omega t + \theta_u - \varphi)$$

où U et I sont les valeurs efficaces correspondantes et φ est le déphasage du courant par rapport à la tension.

La puissance instantanée répond donc à l'expression suivante :

$$p = U \sqrt{2} \cos(\omega t + \theta_u) \cdot I \sqrt{2} \cos(\omega t + \theta_u - \varphi)$$

Par de simples transformations, on obtient :

$$p = U I \cos \varphi + U I \cos(2\omega t + 2\theta_u - \varphi)$$

et finalement :

$$p = U I \cos \varphi [1 + \cos(2\omega t + 2\theta_u)] + U I \sin \varphi \sin(2\omega t + 2\theta_u)$$

Le premier terme de cette dernière expression est une puissance unidirectionnelle dont la valeur moyenne sur une période, égale à $U I \cos \varphi$, est appelée *puissance active*.

C'est cette puissance qui détermine l'énergie électrique convertible en travail mécanique ou en énergie cinétique, en chaleur, en énergie chimique ou lumineuse. Elle constitue la puissance utile et s'exprime également en watts. L'énergie électrique obtenue par intégration dans le temps de la puissance active est celle facturée aux consommateurs. Elle s'exprime en wattheures. Le terme $\cos \varphi$ est appelé *facteur de puissance*.

Le second terme est une puissance alternative de valeur moyenne nulle. Il représente des mouvements oscillatoires et réversibles de puissance entre générateurs et charges inductives et capacitives, inhérents au fonctionnement en courant alternatif. L'amplitude de ces oscillations de puissance est la *puissance réactive* $U I \sin \varphi$, qui s'exprime en vars. Proportionnelle au sinus de l'angle φ , la valeur de la puissance réactive est donc nulle lorsque cet angle vaut zéro et son signe dépend du caractère inductif ($\varphi > 0$, cas de la majorité des charges) ou capacitif ($\varphi < 0$) du circuit.

Dans le cas d'une puissance réactive négative, on parle de « fourniture de puissance réactive » (cas des condensateurs). Dans le cas d'une puissance positive on parle d'« absorption de puissance réactive » (cas des inductances, des enroulements de machine, des transformateurs, ...). Les machines synchrones (principalement les alternateurs, mais aussi les moteurs) raccordées au réseau peuvent fournir ou absorber de la puissance réactive simplement par réglage de leur courant d'excitation, mais dans les limites permises par leurs « courbes de capacité ». C'est aussi le cas des compensateurs électroniques de puissance de plus en plus utilisés dans les réseaux électriques.

La puissance réactive, comme la puissance active, obéit au principe de conservation (voir ci-dessous) et circule donc dans les réseaux de telle sorte que l'équilibre entre consommation et production soit partout assuré. Pour un échange déterminé de puissance active, la circulation de la puissance réactive entraîne pour le réseau un accroissement du courant et donc une surcharge et des pertes par échauffement des conducteurs ainsi que des chutes de tension. Comme on l'a dit précédemment, la puissance réactive se transporte très mal du fait des chutes de tension qu'elle provoque et des pertes significatives dans les composants du réseau.

Puissances active et réactive sont toutes deux indispensables à l'équilibre du réseau, pour maintenir sa fréquence et sa tension. Participer à la production de la puissance réactive nécessaire pour maintenir le plan de tension et répondre aux besoins des charges est une composante des services systèmes à assurer impérativement. La puissance réactive et les problèmes associés constituent le « tribut » à payer en échange des commodités du courant alternatif sinusoïdal.

Le produit $U I$ des valeurs efficaces de la tension et du courant est la *puissance apparente*. C'est essentiellement un facteur de dimensionnement qui caractérise la taille d'un équipement fonctionnant en courant alternatif. Elle s'exprime en voltampères.

Conservation des puissances active et réactive

La conservation de la puissance instantanée en tout nœud du réseau impose la nullité de la somme algébrique $\sum_b p_i$ des puissances instantanées sortant de chacune des branches incidentes à ce nœud. On a donc :

$$\sum_b p_i = [1 + \cos(2\omega t + 2\theta_{ij})] \sum_b U I_j \cos \varphi_j + \sin(2\omega t + 2\theta_{ij}) \sum_b U I_j \sin \varphi_j = 0$$

avec I_j et φ_j respectivement valeur efficace et déphasage du courant de la i -ème branche par rapport à la tension au nœud considéré. Cette relation entraîne :

$$\sum_b U I_j \cos \varphi_j = 0$$

qui exprime la conservation de la puissance active, et :

$$\sum_b U I_j \sin \varphi_j = 0$$

qui exprime la conservation de la puissance réactive.

Approche par l'énergie

Une autre approche conduit à définir la puissance réactive Q en régime sinusoïdal comme la différence entre les moyennes temporelles sur un cycle de l'énergie magnétique W_m emmagasinée dans les éléments inductifs et de l'énergie électrique W_e emmagasinée dans les éléments capacitifs, multipliée par le facteur $4\pi f$ dont la dimension est l'inverse du temps :

$$Q = 4\pi f (<W_m> - <W_e>)$$

où le symbole $< >$ représente la moyenne temporelle.

Cette définition peut être étendue aux cas des éléments répartis (lignes, câbles) mais doit être complétée dans le cas de machines tournantes, ce qui sort du cadre de cette introduction.

MEMBRES DU CAPAS

Président:

Prof. Ir. Pierre KLEES

Groupe VINCOTTE

Vice-Président:

Prof. Philippe BOURDEAU

Honor. ULB

Membre du Bureau

Prof. André DELMER

ARB

Présidents d'honneur:

Baron A. JAUMOTTE

Recteur Honor. ULB, ARB

Prof. N.M. DEHOUSSE

Honor. ULg

Délégué général:

Ir. Jean-Jacques VAN DE BERG

Solvay

Membres:

Prof. Jean-Marie ANDRÉ

ARB

Dr. Charles BIENFAIT

Solvay Technologies

Baron Philippe BODSON

La Floridienne

Ir. William BRACKE

Fina Research

Prof. Armand BROUCKE

Honor. VUB

Prof. Arsène BURNY

Honor. Gembloux

Prof. André CALVAER

Honor. ULg

Ir. Jean-Pierre CONTZEN

MCT

Prof. Marcel CROCHET

Recteur honor. UCL

Prof. Bernard DELMON

Honor. UCL

Ir. Jean-Pierre GERARD

Fafer

Ir. René HANNON

Alcatel-ETCA

Ir. Jean-Pierre HANSEN

Suez-Tractebel

Prof. Léo HOUZIAUX

Sec. perpetual ARB

Ir. Christian JACQMIN

Sonaca

Prof. Claude JAMAR

Centre Spatial Liège

Ir. Jacques LAURENT

Belgonucléaire

Prof. Willy LEGROS

Honor. Rector ULg

Ir. Manfred LOEB

Immobel

Ir. Paul-Etienne MAES

UCB

Ir. Guy MARÉCHAL

Philips

Prof. Joseph MARTIAL

ARB

Ir. Jacques PÉLERIN

Arcelor

Prof. André PREUMONT

Honor. ULB

Baron Philippe ROBERT-JONES

Sec. Per. Honor. ARB

Prof. Jean-Pierre SWINGS

Inst. Astr. Geophys. ULg

Prof. Michel THEYS

WIN-Belgacom

Prof. Paul VANDENPLAS

Honor. ERM

Prof. André VANDER VORST

UCL

Prof. Claude VERAART

UCL

Prof. René WINAND

Honor. ULB

Membres associés:

Ir. Luc CHEFNEUX

Cockerill Sambre

Dr. Marco CITTA

CREF

Ir. Jean-Pierre CONNEROTE

Electrabel

Prof. Michel CRAPPE

Honor. FPMs

Dr. Eric DEROUANE

ARB Associate

Prof. Michel GERADIN

Ulg

Prof. Léon GHOSEZ

Honor. UCL

Ir. Michel-daniel JUDKIEWICZ

Proviron

Ir. William KIRKPATRICK

K Partners

Dr. Paul LEVAUX

Honor. FNRS

Ir. Clément ROME

Cockrill-Sambre

Prof. Jacques RONDAL

Ulg

Prof. Alexandre SAMII

FOPES (UCL)

Mme Marie-José SIMOEN

FNRS

Ir. Jacques VAN HULSE

ACEC

Dr. J. VAN KEYMEULEN

IRSIA

Dr. Marco VAN OVERMEIRE

AIB-Vinçotte-Nederland

BACAS Comité de Direction

Dr. Ir. G. HAEMERS, président CAWET et BACAS

Prof. L. GELDERS, vice-président CAWET

Ir. P. VERSTRAETEN, secrétaire CAWET

Prof. A. VAN CAUWENBERGHE, ancien président

Ir. P. KLEES, président CAPAS

Prof. Ph. BOURDEAU, vice-président CAPAS

Prof. N. DEHOUSSE, président d'honneur

Ir. J.J. VAN DE BERG, secrétaire CAPAS