

Chapitre III : Conduite des Réseaux de Transport

I. Problématique de la gestion d'un système production-transport

I.1. Caractéristiques d'un système électrique

I.1.1. Consommation

La consommation intérieure française d'électricité a été, en 1999, de 430 milliards de kilowattheures. Ce chiffre global cache une très grande variabilité de la demande, liée aux cycles de l'activité humaine et aux conditions météorologiques.

L'évolution de la **consommation annuelle** globale est illustrée par la **figure 1**. Cette évolution est principalement liée au développement technologique et économique des différents secteurs consommateurs d'électricité. Elle est aussi liée au prix relatif des différentes énergies en concurrence pour les applications, telles que le chauffage domestique, la production de vapeur industrielle, etc., qui ne sont pas tributaires de la seule électricité.

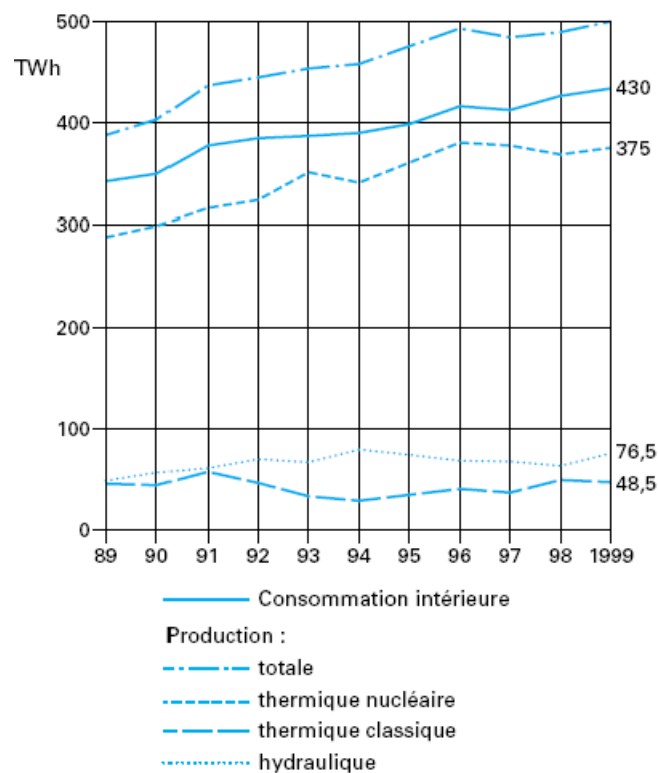


Figure 1 -- Évolution de la consommation annuelle d'électricité en France (source EDF)

La consommation annuelle est aussi influencée par des aléas climatiques de longue durée. Ainsi la consommation de 1997 a-t-elle été inférieure à celle de 1996 du fait d'un hiver exceptionnellement clément (avec une période de douceur des températures dont la probabilité était inférieure à une fois tous les vingt ans). La prévision de la consommation annuelle est importante pour la constitution et la gestion des stocks d'énergie (grands réservoirs hydroélectriques, combustible du cœur des centrales nucléaires, stocks de charbon et de fioul...).

La qualité de la prévision de la consommation de leurs clients à différentes échelles de temps va jouer sur la performance des producteurs d'électricité, mais la prévision nationale par le GRT a aussi un impact direct sur la maîtrise de la sûreté du système électrique, qui exige de disposer à tout moment de réserves en puissance et en énergie.

Les prévisions annuelles nationales sont bâties à partir d'analyses macro-économiques et d'hypothèses de croissance par secteurs d'activités. Elles tiennent compte en particulier du niveau de croissance économique général, de l'effet de stockage et déstockage des industries, de l'évolution démographique et de la part de l'électricité dans la consommation énergétique domestique, ainsi que de l'essor de nouvelles technologies.

En passant de l'échelle annuelle à l'échelle hebdomadaire, on commence à percevoir nettement la variabilité de la consommation. La **figure 2** montre l'évolution au cours de l'année 1999 de la consommation moyenne des jours ouvrables de chaque semaine, avec et sans correction statistique des conditions de température.

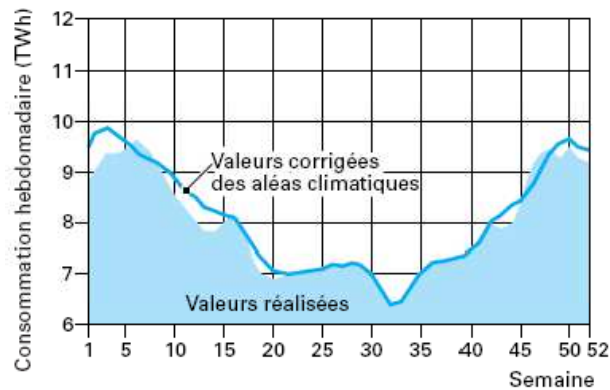


Figure 2 – Énergie moyenne consommée par jour ouvrable chaque semaine de l'année 1999 (source EDF)

On observe ainsi un rapport de l'ordre de 1,5 entre la semaine la plus chargée et la plus creuse.

En passant à l'observation de l'évolution heure par heure de la puissance appelée en France (la « courbe de charge » journalière), on a une idée plus claire du défi que représente l'équilibre permanent entre production et consommation.

La **figure 3** montre sur le même graphique le profil des journées extrêmes de 1998. Le rapport entre la puissance maximale et la puissance minimale consommées est de l'ordre de 2,6. La puissance consommée en France est particulièrement sensible aux **conditions météorologiques** (température, nébulosité, et, dans une moindre mesure, hygrométrie et vent).

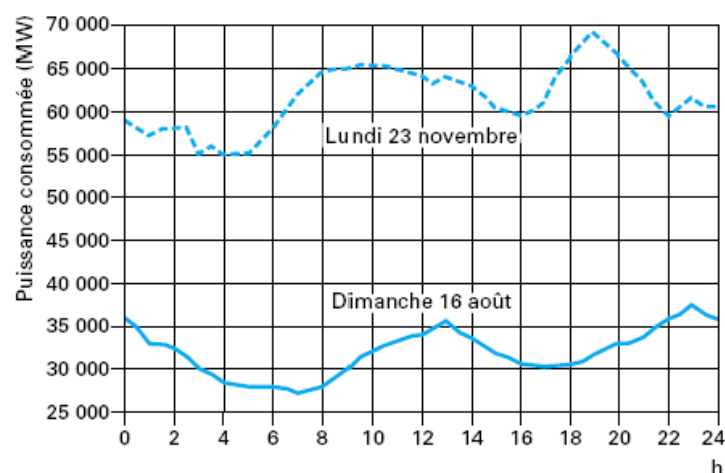


Figure 3 – Courbes de charge des deux journées extrêmes de 1998, en France

Ainsi, en plein hiver, une baisse de 1° C entraîne la consommation supplémentaire d'environ 1 400 MW, soit un groupe nucléaire de forte puissance. L'été, l'effet de la climatisation commence à être sensible, et, au-delà de 25° C, une hausse de température de 1° C entraîne une consommation supplémentaire de l'ordre de 300 MW (notons que, au Japon et aux États-Unis, c'est en été que se produit la pointe de consommation, avec une très forte sensibilité aux hausses de température). La **figure 4** illustre cet effet, avec les courbes de charge de deux journées consécutives différenciées seulement par un changement de température.

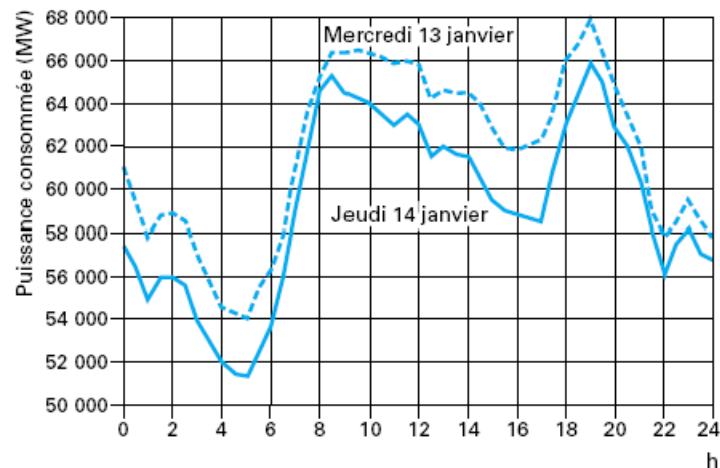


Figure 4 – Courbes de charge de 2 jours consécutifs (13 et 14/01/1999) avec 2 à 3° C de différence, en France

La **nébulosité** doit aussi être prise en compte pour bien conduire un système production-transport. En France, toutes choses égales par ailleurs, la différence extrême entre un jour d'hiver avec un ciel clair et un jour très nuageux peut atteindre 6 000 MW. La **figure 5** illustre ce phénomène entre deux jours successifs à température comparable mais avec une couverture nuageuse différente.

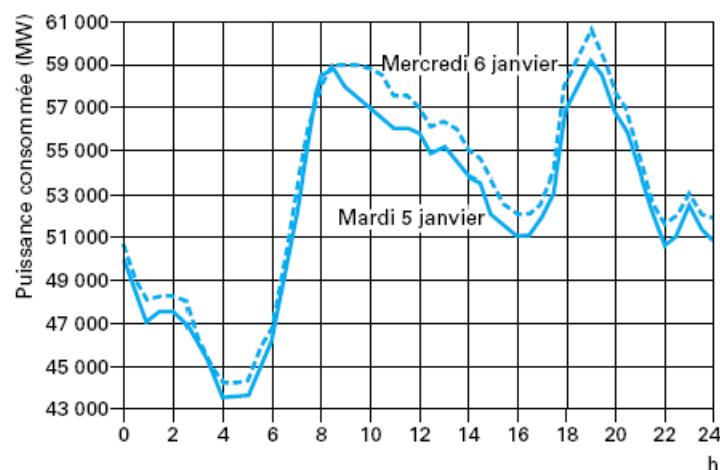


Figure 5 – Courbes de charge de 2 jours consécutifs (5 et 6/01/1999) avec nébulosité contrastée, en France

Pour être capables de produire au bon moment l'électricité nécessaire, la **prévision de consommation du lendemain** est un exercice d'une importance capitale. Toute erreur importante peut mettre en cause la sûreté du système électrique. La prévision journalière se construit à partir de **données** variées :

- les consommations des jours, semaines et années précédentes, ramenées à des conditions météorologiques normales ;
- les prévisions météorologiques sur les différentes régions du pays (29 stations prises en compte dans le modèle utilisé par le gestionnaire du réseau de transport français) ;
- les événements connus relatifs à l'activité du pays (jour férié, passage à l'heure d'été...) ou à un gros consommateur particulier.

Aujourd'hui, les progrès accomplis dans la prévision météorologique permettent d'établir de bonnes estimations de la consommation électrique pour les cinq jours à venir.

Cependant, les enjeux sont tels que les compagnies d'électricité sont toujours plus exigeantes sur la **précision des prévisions de température**, et s'intéressent à de nouvelles données telles que les prévisions de vitesse du vent et le degré hygrométrique. De nouvelles techniques de traitement (classification/agrégation par la méthode des réseaux de neurones artificiels) commencent à produire des résultats industriels prometteurs.

Enfin, notons que la consommation d'électricité est sensible à son **prix**. La bonne connaissance de l'effet de ces options tarifaires est essentielle pour une prévision précise des courbes de charge. Sur les bourses de l'électricité où l'élasticité de la demande est directement intégrée dans le prix d'équilibre heure par heure, il est très important que l'information sur les quantités en jeu parvienne à temps au GRT pour que celui-ci en tienne compte dans ses prévisions.

I.1.2. Parc de production

Les modalités et les moyens de la conduite d'un grand système électrique sont tributaires des performances des ouvrages de production qui composent le « parc » considéré. En effet, les différents types de centrales offrent des souplesses – et des contraintes – différentes selon l'énergie primaire qu'elles utilisent et selon leurs caractéristiques constructives. Le gestionnaire du réseau de transport va donc s'intéresser de près à tous les paramètres des centrales qu'il va devoir prendre en compte pour assurer le pilotage du système électrique.

Vu d'un centre de conduite, le « dispatching », un **ouvrage de production** va se caractériser par : son **dimensionnement** général ; il s'agit principalement :

- de sa puissance unitaire nominale,
- de son domaine de fonctionnement en tension et en fréquence,
- de son apport maximal de courant de court-circuit,
- de la puissance minimale qu'il peut produire en continu (minimum technique),
- de ses possibilités de surcharge temporaire ;

Son **aptitude à adapter sa production de puissance active à la demande**, de manière à faire face à un déséquilibre entre la production programmée et la demande réelle ; parmi les caractéristiques clés, on va trouver le temps de démarrage, l'aptitude à participer au réglage primaire et secondaire fréquence-puissance, la capacité de « modulation » (vitesse de variation de puissance possible, amplitude de la variation, limitations éventuelles vis-à-vis de variations successives, aptitude à la baisse d'urgence...) ;

Son **aptitude à adapter sa production de puissance réactive à la demande** ; en effet les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage de la tension sur les réseaux ; ils permettent de maintenir à une valeur de consigne la tension du poste où ils sont raccordés, dans la limite de leur capacité à fournir ou absorber de la puissance réactive ;

Son **comportement lors des situations perturbées**, par exemple :

- son aptitude à continuer à fonctionner après un creux de tension important dû à un court-circuit proche,
- sa capacité à s'« îloter » sur ses auxiliaires, c'est-à-dire à se découpler du réseau général tout en restant en fonctionnement sur la charge très réduite correspondant à une auto alimentation,
- ses performances en fonctionnement sur un réseau réduit (réseau séparé suite à un incident de grande ampleur).

Le **parc de production** français comporte la quasi-totalité des types de centrales les plus courants (nucléaires à eau pressurisée, thermiques à flamme, divers types de centrales hydroélectriques dont les stations de transfert d'énergie par pompage dites STEP).

Notons la part croissante, en Europe, d'unités de production de petite taille (cycles combinés à gaz, production combinée d'électricité et chaleur – la cogénération –, fermes éoliennes, etc.), souvent peu souples.

Le paramètre le plus déterminant au quotidien, vu de la conduite du système, est la **disponibilité de chaque centrale**, d'une part, à réaliser le programme prévu, d'autre part, à s'en écarter à la demande du dispatching. L'incapacité d'un groupe de production à suivre le programme prévu peut provenir de causes internes (défaillances techniques ou d'origine humaine à l'intérieur de la centrale). Mais bien souvent ce sont des causes externes, en particulier liées au respect de l'environnement, qui vont amener un groupe à s'écarter de son programme. Ainsi, les impératifs de limitation de la pollution atmosphérique (émission de SO₂ et NO_x) peuvent conduire à baisser la production des groupes thermiques à flamme (voire à les arrêter) en cas de situations climatiques particulières. Ou, l'été, le souci d'éviter tout échauffement excessif des fleuves utilisés comme source froide de centrales nucléaires peut amener à baisser la production de celles-ci en fonction de la température d'eau mesurée.

La **production** d'une centrale peut aussi être **involontairement supérieure au programme**. Ce cas n'est pas si rare que l'on puisse penser : certains producteurs autrichiens utilisant des centrales « Au fil de l'eau » ont fréquemment le problème de l'évacuation d'une production excédentaire due à des précipitations supérieures aux prévisions – faute de quoi ils devraient déverser l'excédent d'eau et perdre la production correspondante.

Le parc de production français est caractérisé par l'importance des **effets de mémoire** sur la plupart de ses centrales : toute décision du conducteur du système électrique visant à modifier le programme prévu par le producteur a souvent des conséquences sur les possibilités de décisions à venir. Nous nous bornerons à deux exemples classiques :

- dans une vallée hydraulique, la décision de turbiner davantage d'eau sur le lac de tête va entraîner une arrivée d'eau supplémentaire, donc une production plus importante, quelques heures plus tard, au niveau des usines aval : c'est le phénomène d'« influencement » ;
- pour une centrale nucléaire à eau pressurisée, une variation de la puissance de consigne doit être suivie d'un palier de deux heures à puissance constante.

I.1.3 Réseaux

Le réseau français à 400 kV, constitué, en 2000, de 20 900 km de lignes à 400 kV, dont 80 % de lignes sur support commun (lignes « doubles »). On compte, par ailleurs, 26 400 km de réseau à 225 kV (dont 813 km de câbles souterrains), en général exploité comme réseau de répartition, tout comme le sont les quelques 50 000 km de réseaux à haute tension HTB (principalement 90 kV et 63 kV) dont 2 000 km de câbles souterrains.

II. Préparation de la conduite

II.1 Nécessité d'une forte anticipation

Comme on l'a vu avec les enjeux et la problématique exposés dans les paragraphes précédents, l'exploitation des grands systèmes production-transport doit tenir compte de la grande variabilité des situations possibles, de la rapidité des phénomènes dynamiques qui peuvent les altérer et de la complexité des interactions entre les divers composants et sous-systèmes. En conséquence, la conduite des grands systèmes ne peut en aucun cas être improvisée.

Les différents acteurs du marché (au premier rang desquels les producteurs) comme les gestionnaires de réseau, chefs d'orchestre de l'ensemble, doivent anticiper jusqu'à plusieurs années à l'avance les conditions qui seront gérées « en temps réel ».

II.1.1 Gestion prévisionnelle de la production : un défi pour les producteurs

L'économie d'un parc de production se joue dans la bonne coordination de moyens complémentaires, condition pour minimiser les coûts de combustible. Au-delà des variations journalières ou saisonnières aléatoires des puissances consommées, cette coordination se gère dans la durée. Beaucoup de centrales de production utilisent un stock d'énergie. C'est le cas des réacteurs nucléaires à eau pressurisée ou à eau bouillante, dont le combustible représente entre douze et dix-huit mois de production à pleine puissance, et, après épuisement, doit être changé au cours d'une opération rendant le réacteur indisponible pendant plusieurs semaines. Les centrales hydroélectriques de montagne sont aussi des stocks d'énergie qui se renouvellent surtout avec la fonte nivale. Même les centrales à charbon sont exploitées en suivant attentivement le stock de combustible, l'approvisionnement étant conditionné par des transports maritimes ou ferroviaires qui ne peuvent être improvisés.

- Pour être sûr d'avoir suffisamment de capacité disponible pour faire face à la demande et pour en tirer le meilleur parti sur le marché de l'électricité, un producteur disposant d'un parc intégré (comme EDF en France) va construire sa gestion prévisionnelle en combinant deux types d'études :
 - **Construction de scénarios** : Ils établissent les conditions les plus probables à venir et les principales variantes à retenir. Ces scénarios intègrent principalement les hypothèses de disponibilité des outils de productions, d'apports hydrauliques, de consommation et de tendances du marché.
 - **Arbitrages économiques et gestion des risques** : Les arbitrages économiques les plus délicats sont les arbitrages temporels. Par exemple, vaut-il mieux utiliser l'eau d'un barrage lors de la pointe de consommation du lendemain, ou la remplacer par la production d'une centrale thermique en espérant que l'énergie hydraulique sera utilisée avec un plus grand profit dans l'avenir ? La notion de « **valeur d'usage** » est un outil efficace pour de tels arbitrages temporels. On attribue à l'énergie en stock l'espérance mathématique, sur les différents scénarios retenus, du coût de substitution par un autre moyen de production. On peut ainsi par exemple comparer le recours à un stock (barrage...) et des achats sur un marché physique journalier (« marché spot »).
- Aux différentes échéances de la gestion prévisionnelle de la production (pluriannuelle, annuelle, mensuelle, hebdomadaire, journalière...) correspondent divers types de **décisions**, toutes fonctions des perspectives commerciales du producteur (contrats fermes et prévisions de ventes à des clients éligibles ou non).

- En **pluriannuel** et en **annuel**, la disponibilité future des centrales va être organisée grâce aux décisions sur les campagnes de rechargement du combustible nucléaire dans chaque réacteur, et sur le placement des interventions lourdes d'entretien des groupes. La gestion des achats de combustible se prépare aussi avec une anticipation de long terme.
- À l'échelle **mensuelle**, avec le resserrement des scénarios réalistes, on peut affiner les décisions sur l'entretien des centrales, la gestion des stocks hydrauliques et des combustibles.
- Avec le cycle **hebdomadaire**, on en vient à une programmation fine des interventions pour travaux, ainsi qu'aux arbitrages sur l'offre aux clients et le choix des centrales qui vont être mobilisées.
- En **journalier** (le « j -1 », veille de l'exploitation en temps réel) sont prises les ultimes décisions sur les conditions techniques et économiques de l'offre de production.

II.1.2 Gestion prévisionnelle du réseau : un rôle clé des gestionnaires de réseau

En parallèle avec les études des producteurs, le gestionnaire du réseau de transport va préparer l'exploitation du réseau dont il a la responsabilité. Ses analyses conditionnent à la fois la sûreté du système électrique et la capacité du GRT à assurer le transport de l'électricité conformément aux futures demandes des acteurs du marché.

Comme précédemment, les **études** de gestion prévisionnelle du réseau couvrent des cycles allant du pluriannuel au journalier.

En **pluriannuel** et en **annuel**, il s'agit de détecter les principales contraintes à venir, en fonction de différents scénarios de production, de consommation, d'échanges internationaux et de disponibilité des ouvrages de transport. On comprend bien que, dès ce stade, pour établir des scénarios plausibles, le GRT ait besoin de connaître la vision prévisionnelle des producteurs, tout en leur garantissant une confidentialité totale sur les informations transmises, indispensable compte tenu de leur caractère très sensible au plan stratégique et commercial. À la suite des études de contraintes, quelques décisions d'équipement du réseau peuvent être prises (pour celles, peu nombreuses, qui peuvent être mises en œuvre en un temps limité : installation de moyens de compensation de l'énergie réactive, d'automates...).

Par ailleurs, en **pluriannuel**, les chantiers lourds, tels que la rénovation d'un grand poste à 400 kV, peuvent être planifiés en anticipant leurs effets sur la robustesse du réseau. En **annuel**, ce sont les principales « consignations » d'ouvrages de transport (retrait de l'exploitation pour réparation et entretien) qui vont être organisées et coordonnées pour éviter des indisponibilités incompatibles avec la sûreté du système. Les outils d'études pour ces horizons temporels sont basés sur des méthodes probabilistes, capables de donner une vision d'ensemble en avenir incertain.

En **mensuel** et en **hebdomadaire**, les études prévisionnelles, réalisées avec des outils d'études déterministes, conditionnent l'organisation précise des chantiers d'entretien. Elles permettent aussi d'établir les consignes d'exploitation particulières pour s'adapter à des conditions spécifiques (réglages de protections contre les courts-circuits, choix de la meilleure topologie du réseau...)

Si le GRT est tenu à une confidentialité rigoureuse pour toutes les informations sensibles fournies par les acteurs du marché, il doit, par ailleurs, leur donner la meilleure **visibilité** possible **sur les conditions futures du transport**, afin de leur permettre d'anticiper des modifications de leur gestion. Par exemple, les GRT européens sont appelés à afficher régulièrement les puissances qui peuvent être échangées entre pays. En effet, le manque de liaisons d'interconnexion internationales

créé fréquemment des conditions de « congestion » limitant les possibilités du commerce de l'électricité.

II.1.3 Services système

Pour exploiter en temps réel et pouvoir faire face aux aléas, le GRT a besoin d'un ensemble de ressources désignées sous le terme de « services système », dont il se dote lui-même ou, le plus souvent, qu'il achète aux acteurs du marché (principalement aux producteurs). Même si la liste précise et la définition des services système peuvent différer d'un pays à l'autre, on mentionne ci-dessous les plus importants de ces services :

- participation au réglage primaire de fréquence ;
- participation au réglage secondaire **fréquence-puissance** ;
- fourniture de réserves de puissance mobilisables à très court terme (par action sur la production ou la consommation) ;
- participation aux réglages primaire et secondaire de tension ;
- aptitude à produire de l'énergie sans source auxiliaire pour participer à la reprise de service après un incident généralisé (« black-start ») ;
- fourniture d'énergie pour couvrir les pertes par effet Joule dans le réseau de transport.

Le GRT doit réaliser des études prévisionnelles lui permettant de cerner au plus près ses besoins futurs en services système, puis il doit s'assurer qu'il disposera bien, le moment venu, des ressources requises. Selon les règles en vigueur, il a pour cela recours par exemple à la contractualisation ou à la prescription de fournitures.

Dans les cas extrêmes, la plupart des réglementations européennes lui accordent un droit de veto sur des décisions inopportunes (vues du système) des producteurs.

II.1.4 Coordination et arbitrages

La gestion optimale de sa propre activité par chacun des acteurs du système électrique (producteur, exploitant de réseau, consommateur final...) peut aboutir à un ensemble de décisions incompatibles. Une **coordination** est donc nécessaire. Il serait, par exemple, absurde de programmer de gros travaux sur la ligne d'évacuation d'une centrale nucléaire au moment où celle-ci redémarre après plusieurs semaines d'arrêt pour rechargement du combustible : les travaux doivent, dans ce cas, avoir lieu simultanément.

Cette coordination et les **arbitrages** éventuels reviennent naturellement au **GRT**, seul à connaître les intentions de tous les acteurs et responsables du système global. Toute modification de la décision d'un acteur engendre un surcoût, d'autant plus faible que l'anticipation est grande.

II.1.5 Coordination entre gestionnaires de réseau

Le besoin en coordination va bien au-delà de la zone de responsabilité d'un seul GRT. Pour assurer les échanges transfrontaliers, comme pour garantir la sûreté du système dans les zones frontalières, les GRT voisins doivent échanger de nombreuses informations prévisionnelles et mener des études communes. Avec l'accroissement des échanges en Europe et l'interdépendance qui en résulte, la taille des réseaux à analyser augmente rapidement.

II.2 Préparation journalière : une étape clé

Le jour « j -1 » est, en France comme dans la plupart des pays, le moment où la préparation de l'exploitation est contractualisée entre les acteurs. C'est lors de la préparation journalière que sont

figées les demandes de chacun, que l'accès au réseau de transport est accepté ou refusé, et que sont définies précisément les conditions techniques et économiques de la production électrique et des services de transport de l'énergie.

II.2.1 Offres de plans de production

C'est la veille pour le lendemain, dans la plupart des pays, que chaque producteur évalue la consommation de ses clients et détermine les moyens de productions qu'il va mobiliser pour satisfaire cette demande. La **procédure** pour ce faire dépend de la réglementation nationale et du type de « client » du producteur.

III. Conduite en temps réel

le GRT prend directement la responsabilité de l'exploitation de l'ensemble du système sur sa zone : il est le chef d'orchestre dont tous les acteurs du système doivent strictement respecter les instructions. Lui-même travaille en suivant scrupuleusement des consignes écrites rigoureuses.

III.1 Répartition spatiale des responsabilités

III.1.1 Coordination européenne

Une coordination minimale entre GRT d'un réseau interconnecté synchrone est indispensable pour établir les programmes d'échanges et que le contrôle préalable de ces derniers est confié à un « coordinateur de zone ».

Certaines responsabilités relevant du temps réel doivent aussi être confiées à un niveau de supervision global. En Europe, c'est le dispatching de Laufenburg qui fixe la consigne de fréquence (49,99 Hz ou 50,00 Hz ou 50,01 Hz pour garantir une valeur moyenne de 50 Hz), et qui vérifie que le programme d'échanges agréé la veille est correctement suivi. Ce dispatching signale immédiatement toute anomalie constatée aux GRT qui peuvent en être à l'origine.

III.1.2 Dispatching national français

En France, le dispatching national a la responsabilité de l'équilibre production-consommation (y compris les imports et exports) et de la sécurité du système. À ce titre, il est chargé de conduire le réseau à 400 kV et certaines liaisons à 225 kV ayant un rôle d'interconnexion. Il est responsable de la participation française au réglage de la fréquence européenne.

III.1.3 Dispatchings régionaux

Ils sont responsables des réseaux de répartition, et veillent particulièrement à la continuité de l'alimentation des réseaux de distribution et des consommateurs raccordés en haute tension HTB. Les dispatchings régionaux ont aussi une fonction de surveillance et de transmission d'ordres pour le compte du dispatching national : ce sont eux qui sont directement en lien avec les centrales de production, et qui réalisent par télécommande les manœuvres sur l'ensemble des réseaux de transport de leur zone (y compris le 400 kV, sur instructions du dispatching national).

III.2 Différents états de conduite

Quatre principaux **états de conduite** d'un système production-transport :

Dans l'**état « normal »**, tous les paramètres du système (fréquence, tensions aux différents nœuds du réseau, courant dans les ouvrages de transport) sont dans la plage autorisée et toutes les règles de sécurité, telles que le «n-1 » ou le «n-k» sont respectées.

Dans l'état «**vulnérable** », même si les paramètres du système sont encore dans la plage admissible, il existe au moins un cas de non-respect d'une règle de sécurité. Si l'incident correspondant venait à se produire, la sécurité du système serait donc menacée.

Dans l'état «**critique** », non seulement les règles de sécurité ne sont pas toutes respectées, mais certains paramètres du système sont hors de leur plage autorisée (par exemple, un poste à 400 kV est à une tension inférieure au seuil critique). La sécurité du système doit immédiatement être restaurée par des actions énergiques (par exemple le délestage) pour éviter un effondrement.

Le dernier état est justement celui de l'**incident généralisé**, dans lequel une large partie de la clientèle est hors tension, le réseau peut être morcelé et une partie du parc de production hors service. Cet état recouvre aussi celui de la reconstitution du réseau après incident généralisé.

Cette typologie des états de conduite a surtout un intérêt pédagogique. Au cours des vingt dernières années, beaucoup d'efforts ont été mis dans le concept de « conduite par états », qui aurait permis, comme dans la conduite des centrales nucléaires, de dépasser le stade de la conduite par procédures et consignes. On sait en effet, depuis l'accident de la centrale nucléaire de Three Miles Island, que les procédures sont mal adaptées aux situations incidentelles. Malheureusement, la taille des systèmes électriques, la rapidité de la dynamique et le couplage entre phénomènes, la difficulté d'isoler des sous-systèmes n'ont pas permis de déboucher sur des conditions pratiques d'utilisation de la conduite par états sur les grands réseaux.

III.3 Conduite en régime normal

III.3.1 Principales tâches des opérateurs

La conduite en temps réel du système électrique est assurée à tout instant par les opérateurs des salles de conduite, les dispatchers. Leurs tâches principales peuvent être regroupées en quatre grandes fonctions.

Surveiller : à partir des masses d'informations qui leur parviennent, les dispatchers suivent l'évolution du système électrique. Ils vérifient notamment que les principaux paramètres sont conformes aux consignes d'exploitation et prennent connaissance de tout changement de l'état du réseau (déclenchement de ligne par exemple).

Analyser : la surveillance directe de l'état du réseau ne suffit pas pour garantir de bonnes conditions de sécurité, il faut aussi s'assurer que toute nouvelle situation issue d'un incident banal n'a pas de conséquences excessives ou non maîtrisables. Grâce à des outils d'analyse, les dispatchers doivent vérifier qu'ils respectent l'ensemble des règles de sécurité.

Anticiper : tout événement nouveau doit être intégré pour prévoir les différentes évolutions possibles du système. Dès que l'on s'écarte du programme prévisionnel, les dispatchers doivent apprécier les conséquences éventuelles et préparer les parades associées.

Agir : lorsque les analyses ont permis de déterminer les meilleures mesures correctives, ou plus simplement pour exécuter le programme prévisionnel, les dispatchers doivent agir directement (manœuvres sur le réseau par les dispatchers régionaux) ou transmettre téléphoniquement ou

informatiquement des instructions précises et dépourvues d'ambiguïté aux opérateurs des installations de production et de transport.

III.3.2 Maintien de la sécurité

Une tâche particulièrement importante relevant de l'analyse et de l'anticipation est la construction permanente d'une vue d'ensemble de la sécurité du système. Par des analyses de réseau ou portant sur les marges de production, il s'agit d'évaluer la capacité opérationnelle à faire face à des aléas lors des moments les plus délicats de la journée en cours (la pointe de consommation en particulier). Pour les réserves de production, il faut développer une vision en puissance et en énergie, car un déficit temporaire peut être comblé par des moyens tels que les stations de pompes, susceptibles de produire une puissance de pointe élevée mais pouvant s'épuiser après quelques heures de turbinage.

En cas d'aléas conduisant à utiliser les réserves, les dispatchers doivent reconstituer celles-ci pour pouvoir faire face à de nouveaux incidents, en tenant compte des échéances auxquelles ces réserves seront mobilisables efficacement.

III.3.3 Respect des engagements contractuels

Tout écart par rapport au programme prévisionnel doit pouvoir être justifié et sa responsabilité attribuée à l'un des acteurs :

- le GRT lui-même, qui aura pris une décision nécessaire pour la sûreté du système ;
- un producteur, dont une centrale s'éloigne du planning de production...

Une tâche importante des dispatchers est donc de garder trace de toutes ces modifications, et, lorsqu'elles sont réalisées à leur initiative, de consigner les justifications correspondantes pour faire face à tout litige ultérieur.

III.4 Conduite en régime perturbé

Les grands systèmes électriques peuvent subir de profondes perturbations. Dans ces cas-là, les dispatchers disposent d'un ensemble d'options dont l'usage est exceptionnel. À titre d'exemple, on notera les moyens suivants, qui permettent de faire face à différents types de difficultés (insuffisance de production, surcharges sur des ouvrages de transport, risque d'écroulement de tension, risques de perte de stabilité) :

- l'émission d'un message d'alerte à toutes les installations de production et de transport signalant l'existence d'une situation critique ;
- la surcharge réactive des alternateurs ;
- le blocage des régulateurs en charge des transformateurs ;
- la baisse de 5 % de la tension sur les réseaux de distribution ;
- le délestage de consommation.

Si ces mesures ne sont pas efficaces ou si l'évolution du système électrique est trop

brutale pour permettre de les mettre en place, un effondrement du réseau peut se produire, caractérisé par la déconnexion de nombreux groupes de production et la coupure de vastes zones de consommation.

En prévision d'une telle éventualité, un plan de reconstitution du réseau doit toujours être prêt à être mis en œuvre. En France, ce plan est fondé sur la réalimentation rapide des auxiliaires de centrales nucléaires à partir des sources de tension autonomes disponibles (« black-start »), puis sur la constitution d'ossatures à 400 kV régionales prédéterminées, base de la reconnexion progressive de poches de consommation.