Septembre 2011 N° 14

équilibRes

La Lettre de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

CREG

Maitriser la demande électrique : Quels leviers ?

5 Zoom sur...
L'évolution de la demande en électricité
10 Interviews de Sid-Ali Maziz
11 et de Aziz AMEYOUD, OS. SPA
13 Expériences
Quelques voies pour une maîtrise de la demande en électricité

Sommaire

EDITO P. 2 - LA COMMISSION P. 2 - ZOOM SUR... L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ - P. 5 EXPERIENCES P. 13 QUELQUES VOIES POUR UNE MAÎTRISE DE LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ - ACTU-AGENDA P. 16 - QU'EST-CE QUE… ? P. 16

Edito

Nadjib OTMANE
Président de la CREG

Le numéro 11 de notre lettre d'information fut un numéro spécial « Energies renouvelables et efficacité énergétique ».

Vous avez entre les mains le quatorzième numéro de la lettre *Equilibres* dont le rôle est de vous tenir informé sur tous les aspects relatifs à l'évolution des systèmes énergétiques.

Nos lecteurs se souviendront que dans le numéro 12, nous avions fait relever que la sensibilisation de l'ensemble des utilisateurs sur les enjeux de la nécessité d'une meilleure efficacité énergétique constituait une base indispensable à la mise en œuvre de toute stratégie de développement des énergies renouvelables.

Ce numéro approfondit la problématique de l'efficacité énergétique qui, pour les experts en énergie, fait référence à une réduction avec des moyens divers de la quantité d'énergie utilisée pour un service ou un niveau d'activité donné.

En effet, aujourd'hui, l'efficacité énergétique intègre la chaîne de valeur de l'énergie car elle constitue une voie à privilégier pour concilier la disponibilité de l'offre énergétique et la satisfaction de la demande. C'est aussi un impératif face à la nécessité de diminuer les émissions de gaz à effet de serre face à l'enjeu de la lutte contre le réchauffement climatique.

Vous trouverez également dans ce numéro un dossier consacré à la demande en électricité et à son évolution. L'idée étant de contribuer à mieux faire connaître l'importance de ce volet et ce que peut représenter sa maîtrise dans les équilibres des systèmes énergétiques.

Bonne lecture.

L'actualité de la CREG, entre juin et septembre 2011, a concerné les travaux sur la réglementation et le cadre incitatif pour la mise en œuvre du programme national de développement des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique.
Les concessions de distribution ainsi que la coopération internationale en font également partie.

La nouvelle politique énergétique a fixé des objectifs ambitieux à l'horizon 2030 en matière de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Dans le secteur électrique, l'objectif est de fournir 40% de la production électrique en 2030 à partir d'électricité renouvelable. La réalisation de tels objectifs nécessite la mise en place d'un mécanisme d'encouragement adéquat permettant de rendre rentables des investissements qui ne le seraient pas sans incitations financières.

C'est l'étude d'un tel mécanisme que la CREG a réalisé durant cette période et dont l'objectif est de préciser les différents aspects économiques relatifs au plan de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2030.

Il est composé de quatre chapitres. Le premier chapitre aborde les points suivants :

- Les différents types de mécanismes d'encouragement existant en détaillant leurs avantages et leurs inconvénients.
- Les pratiques des pays européens en termes d'encouragement ainsi que leur évolution.
- La proposition d'un mécanisme d'encouragement à la production d'électricité renouvelable pour l'Algérie.

Le second chapitre présente un benchmark européen sur les niveaux de soutien accordés aux différentes filières technologiques et fournit une estimation des coûts de référence de ces différentes filières ainsi que leur évolution probable à l'horizon 2030.

Les troisième et quatrième chapitres ont été consacrés à l'analyse économique et financière du programme de développement de la production d'électricité renouvelable.

Y sont également présentés, les résultats d'une simulation basée sur les hypothèses contenues dans le rapport relatif au programme de développement des énergies renouvelables.

Sur le plan de la réglementation, les travaux menés ont concerné l'avant projet de décret relatif au Régime Spécial, les principales dispositions identifiées sont articulées autour des points suivants :
- Le mécanisme et les modalités de rémunération du producteur d'électricité renouvelable,
- Le mécanisme et les modalités de compensation du distributeur
- Les mécanismes de contrôle et de comptage de l'électricité renouvelable.

En prolongement de ce texte, d'autres travaux ont été entamés, il s'agit de:

- La procédure d'octroi des avantages dans le cadre du régime spécial ;
- La fixation des tarifs d'achat garantis et de la prise en compte de l'aspect relatif à l'intégration de l'industrie nationale qui feront l'objet de textes spécifiques.

Etude sur la planification

La CREG anime un groupe de travail composé de représentants du secteur de l'énergie (ministère, Sonelgaz, Sonatrach et APRUE) pour mener une **étude sur la planification énergétique à l'horizon 2030**, sur une période initiale de trois ans (2007-2009) prorogée à 2011. Cette action a été engagée suite à un accord entre le ministère de l'Energie et des Mines et l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). Les trois phases de cette étude portent sur la prévision énergétique (modèle MAED), la stratégie de développement énergétique (modèle MESSAGE) et le développement du parc de production (WASPIV).
Le rapport de la première phase portant sur la perspective de la demande à l'horizon 2030 a été réalisé au même titre qu celle relative à la deuxième phase, qui porte sur les stratégies de développement énergétique pour satisfaire la demande finale déterminée par le premier volet de l'étude.

Travaux sur les concessions de distribution

En application de la loi 02-01 et du décret exécutif 08-114 relatif aux **concessions de distribution de l'électricité et du gaz**, la CREG a défini, en concertation avec le ministère de l'Energie et des Mines et les Sociétés de distribution, une liste synthétique d'indicateurs pertinents qui ont servi à l'établissement, par les concessionnaires, **des plans d'engagement d'amélioration de la performance** afin de répondre à des besoins importants face à une clientèle de plus en plus exigeante.

Les concessionnaires se sont engagés, à travers ces plans, à améliorer leurs performances en matière d'exploitation du service concédé sur les plans technique,

commercial, économique et financier ainsi qu'en matière de respect des obligations du service public.
Les bilans des réalisations de l'exercice 2010 portant sur la mise en œuvre des engagements en matière de réalisation du service concédé ont été transmis à l'autorité concédante et à la CREG, conformément à la réglementation en vigueur.

A cet effet, la CREG a procédé à l'examen des bilans des réalisations de l'exercice 2010 dans la prospective de présenter un avis motivé à l'autorité concédante sur la réalisation du service concédé par les quatre sociétés de distribution.

Cette évaluation a porté aussi bien sur la qualité des documents transmis en termes d'information fournie que sur l'évolution des réalisations et les arguments fournis par rapport à l'atteinte ou non des objectifs fixés pour chaque paramètre.

L'évaluation a porté sur des éléments relatifs aux indicateurs commerciaux, financiers, techniques, de sécurité et divers tels que les délais de satisfaction des demandes de raccordement, les délais de réponse et les taux de traitement des réclamations, la qualité de la facturation, les taux de perte, les durées d'interruption…

Soucieuse de la bonne marche du service public, la CREG a émis des recommandations aux concessionnaires quant aux missions dédiées et a mis l'accent sur le respect de la réglementation en vigueur.

Jumelage CREG-CRE

Dans un souci d'amélioration de la qualité du service public de l'électricité et de la distribution du gaz, dans l'intérêt des consommateurs algériens, la CREG avait émis le souhait d'être jumelée à un homologue européen dans le cadre du **Programme d'Appui à la mise en œuvre de l'Accord d'Association Algérie-Union européenne (P3A)**. Le comité d'évaluation qui s'est réuni le 7 juillet 2011 a sélectionné la Commission de régulation de l'énergie (CRE), régulateur français, comme partenaire européen.

L'évolution de la demande en électricité

Au début du mois d'août 2011, la demande algérienne d'électricité a atteint un record de 8 746 MW (mégawatts), en enregistrant une hausse d'environ 1 000 MW par rapport au pic d'été de l'année précédente, soit l'équivalent d'une centrale électrique de forte puissance. Cette forte augmentation de la demande d'électricité est une conséquence directe du changement des habitudes de consommation, notamment du fait de l'utilisation de plus en plus répandue de la climatisation. Cela se manifeste également par le déplacement de la pointe de consommation de l'hiver vers l'été.

La hausse de la demande dans des proportions imprévues conjuguée à l'importante indisponibilité de capacités de production et aux retards accusés dans le renforcement de l'infrastructure ont conduit à l'exploitation du système électrique aux limites, dégradant ainsi la qualité de service rendu aux clients.
Cet été, la satisfaction de la demande n'a pas toujours été assurée et le recours à des délestages de charge a été parfois nécessaire. Ces coupures ont particulièrement affecté la région sud-est du pays, suscitant le mécontentement de la population.

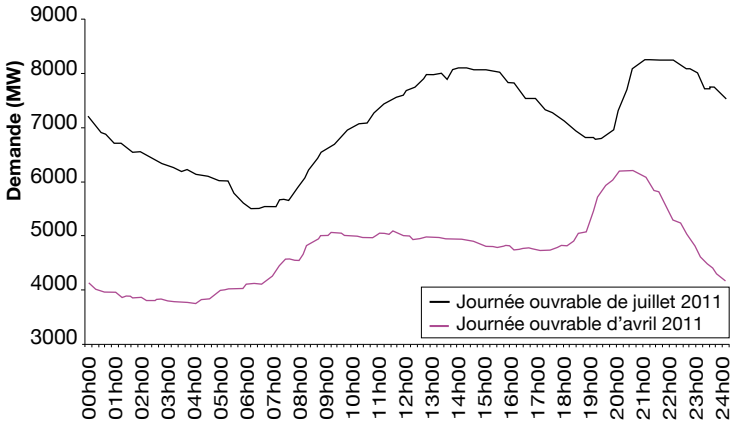
La prévision de la demande : un préalable à la planification de l'offre

Selon l'AIE, la part de l'énergie électrique a représenté en 2009 17,3 % de la consommation mondiale*.

L'électricité est donc un bien de consommation indispensable pour le bien-être des populations et le développement économique. Vu son importance, il est vital pour un pays d'assurer l'accès à ce bien et de garantir la continuité de sa fourniture.

Du fait de son caractère non stockable, l'offre doit pouvoir satisfaire la demande à tout moment. Le système électrique est, en quelque sorte, piloté par la consommation. La demande d'électricité, reflet de l'activité économique et sociale du pays, présente un caractère globalement prévisible, mais avec une marge aléatoire notable. Elle se trouve influencée, même à court terme, par de multiples facteurs dont le principal est d'origine météorologique. En Algérie, ces dernières années, la hausse des températures en été se traduit par une surconsommation pouvant aller jusqu'à plusieurs centaines de MW comme le montre la figure suivante qui compare la consommation journalière d'une journée ouvrable de juillet à une journée similaire d'avril.

Augmentation de la demande avec la hausse des températures



L'équilibre offre-demande doit être assuré à tout moment dans les meilleures conditions de coût et de sécurité. A cet effet, il est nécessaire de définir :
- à très long terme, les choix en matière de filières de production et l'établissement d'une bonne vision de la politique énergétique ;
- à moyen et long terme, les choix relatifs à la construction d'équipements en moyens légers pour les besoins de pointe et en moyens lourds pour les besoins de base ;

* Key world energy statistics IEA (International Energy Agency)

- à très court terme, les programmes d'entretien ainsi que la conduite du système en temps réel.

La préparation de ces décisions nécessite, pour chacun de ces horizons, une description précise des perspectives d'évolution de la demande d'électricité.
Selon l'horizon de la prévision, les méthodes utilisées pour son élaboration changent ainsi que les paramètres qui influencent l'évolution de la demande. La prévision à court terme et à moyen terme implique la prise en compte de phénomènes qui, sur le long terme, vont devenir négligeables (variations climatiques, fluctuations de la conjoncture économique). Elle correspond à une logique et donc à des modèles bien spécifiques.

D'une manière générale, la consommation d'électricité varie en fonction des paramètres suivants :
- la consommation et ses trois cycles : annuel, hebdomadaire et journalier,
- les variations économiques, sociales et démographiques : prix, taux d'occupation des logements (TOL), équipement en matériels (réfrigérateurs, TV, climatisation, ventilation…)
- la température dont les variations se traduisent par des modifications de l'utilisation du chauffage électrique en hiver ou de la climatisation en été.

Le choix de la technique ainsi que les facteurs déterminants à utiliser pour les prévisions sont effectués selon la disponibilité des données et la composante de la consommation de chaque pays.
Dans plusieurs pays, l'approche répandue pour les prévisions à moyen terme est la modélisation économétrique dont les variables explicatives les plus importantes et les plus utilisées sont la population et le prix de l'électricité.

En Algérie, la réglementation* décrit la méthodologie utilisée pour l'élaboration des prévisions de la demande électrique réalisée par la CREG. Elle fixe notamment les facteurs déterminants à prendre en compte tels que la population, le PIB (produit intérieur brut), le TOL, les taux d'équipement des ménages ou encore la température.

Par ailleurs, elle prévoit que l'OS (Opérateur du Système électrique) soit en charge de l'élaboration de la prévision à court et à moyen terme de la demande électrique et de l'utilisation du parc de production. A cet effet, il utilise les principaux facteurs que sont la température, la saisonnalité et même la nébulosité.

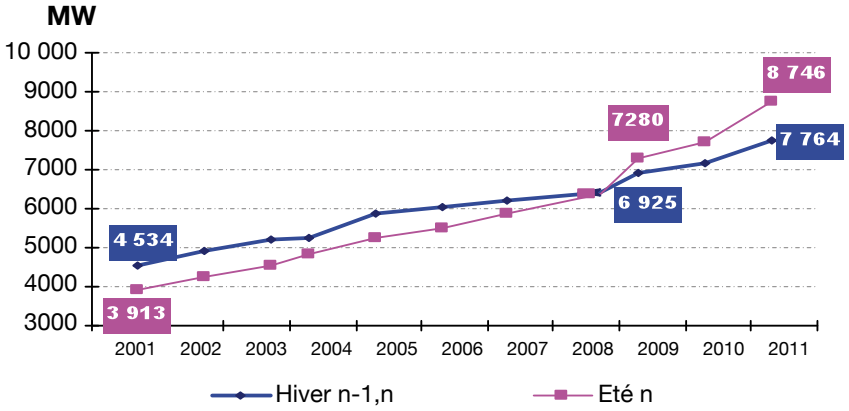
1. Loi 02-01 du 5 février 2002 et décret exécutif n° 09-25 du 25 janvier 2009 consultables sur le site internet de la CREG (www.creg.gov.dz)

Changement des habitudes de consommation

L'élaboration des prévisions de la demande devient une tâche de plus en plus difficile du fait des incertitudes liées aux facteurs utilisés pour son élaboration, notamment ceux liés au changement des habitudes de consommation.

En Algérie, ce changement reflète une sensibilité de plus en plus forte du consommateur aux hausses de températures. Ce changement transparaît à travers les mutations visibles sur les courbes de charge annuelle et journalière d'été.
Le pic de consommation annuel qui, historiquement est atteint en hiver, s'est déplacé vers l'été en 2009, année où la pointe de l'été a dépassé celle de l'hiver de 5,1% (figure ci-dessous).

Evolution historique des PMA saisonnière 2000 - Août 2011

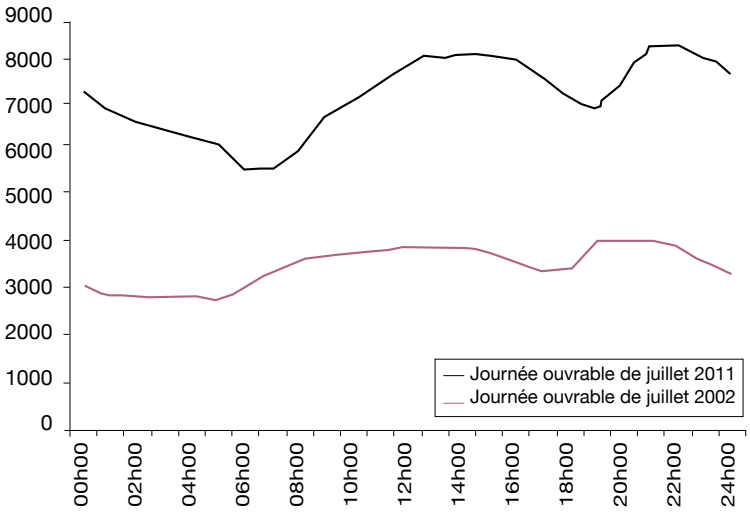


Le changement de la structure de la courbe de charge journalière en été, avec l'apparition d'une pointe de charge matin de même importance que celle du soir, constitue la seconde transformation. La figure ci-contre met en évidence ce phénomène en comparant une courbe de charge d'une journée de juillet 2011 à celle d'une journée de juillet 2002.
Il est intéressant de souligner à ce niveau que depuis l'apparition de l'été comme période de forte demande, la période d'entretien des unités de production s'est fortement compressée. Alors qu'elle s'étalait auparavant sur plusieurs mois, elle est maintenant circonscrite aux saisons de faible consommation : printemps et automne.

Références

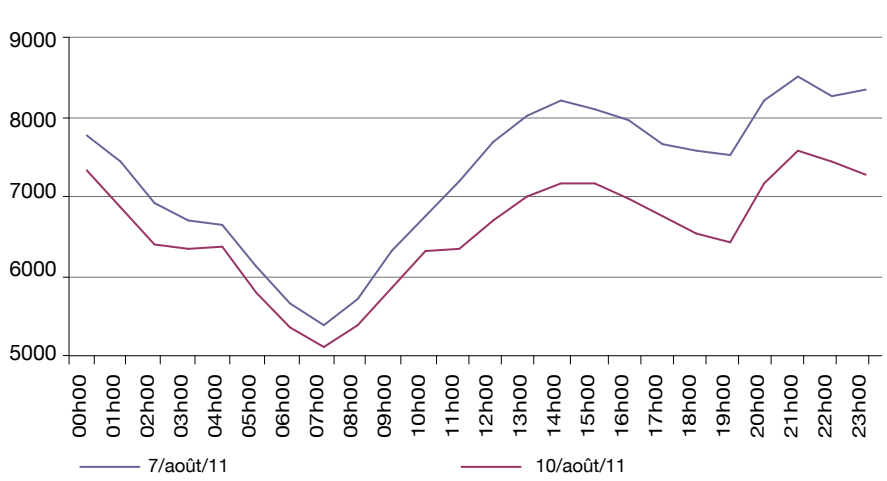
- Techniques de l'ingénieur. Traité Génie électrique.
- Modalités de délestages entre RTE et les distributeurs. Version mars 2008.
- Documents de l'OS (rapports journaliers d'exploitation, rapports d'incidents)

Evolution de la forme de la courbe de charge journalière en été



La hausse de la demande en été observée ces dernières années peut être raisonnablement expliquée par le recours de plus en plus généralisé à la climatisation. En effet, une simple comparaison des PMA (puissances maximales appelées) fait ressortir un écart de plusieurs centaines de MW entre deux journées différenciées seulement par un changement de température. A titre d'exemple : suite à une baisse sensible de la température*, l'appel de puissance durant le pic de consommation a diminué de 1 117 MW entre le dimanche 7 et le mercredi 10 août 2011 (figure ci-dessous).

Comparaison entre les courbes de charge de deux jours à températures différentes -2011-



Les facteurs qui ont fait que la consommation de l'usage de la climatisation augmente d'une manière spectaculaire seraient :

- les changements dans la culture de confort et l'idée qu'il peut contribuer à une meilleure productivité,
- l'inondation du marché de la climatisation avec des unités inefficaces à prix bas,
- le manque de sensibilisation du consommateur au surcoût inhérent à l'utilisation de cet appareil**.

Le dernier recensement général de la population et de l'habitat (RGPH, 2008) donne un taux de climatisation de 13,8%, soit une part de consommation de cet usage dans le secteur résidentiel de près de 4,8% en 2008. Cet usage sur une durée moyenne de seulement 4 mois fait apparaître une part significative dans la pointe ; en 2010, sa part a été estimée à 13% de la PMA de la courbe de charge.

Les estimations de l'AIE (Agence internationale de l'énergie) montrent que près de 9% de la consommation d'électricité des ménages sont dus à la climatisation.

Aux Etats-Unis et au Japon, la proportion de maisons avec climatiseur est supérieure à 80%. La possession et l'utilisation des climatiseurs sont également en croissance en Europe, en particulier en France, Grèce, Italie et Espagne.

Ces niveaux de taux d'équipement en climatisation montrent que l'Algérie est encore loin de la saturation et que la pénétration de cet usage est une donnée fondamentale qu'il faudra prendre en compte dans l'établissement des prévisions.

Consciente de la nécessité d'intégrer ce paramètre, la CREG élabore ses prévisions en utilisant l'évolution de cet usage par «la méthode d'usage» appliquée au secteur résidentiel. Cette méthode est la plus efficace pour la prise en compte des nouvelles technologies, cependant elle exige des données détaillées pour chaque usage. Le recours à des estimations constitue, au stade actuel, la solution idoine pour palier l'indisponibilité de données. Cette méthode permettra de mieux appréhender la consommation future de cet usage dans le but de dimensionner le parc de production.

2. A titre illustratif, à Alger, Sétif et Biskra, les températures atteintes à 21 h sont passées respectivement de 26 °C, 27 °C et 37 °C le dimanche 7 août 2011 à 23 °C, 19 °C et 32 °C le mercredi 10 août 2011.

3. Le site web de SDC (www.sdc.dz) offre un simulateur qui permet d'estimer le montant de la facture trimestrielle d'électricité et de gaz en fonction des équipements énergétiques et de leurs durées d'utilisation.

Gestion du système électrique en période tendue

La difficulté de prévoir la demande, même à très court terme, ne constitue pas l'unique défi auquel est confronté le gestionnaire du système production-transport de l'électricité (SPTE)*. En effet, le système électrique, de par sa nature, est en permanence soumis à différents aléas.
Pour maintenir un fonctionnement satisfaisant du système malgré les aléas qui pèsent sur lui, des marges de sécurité sont prises systématiquement, depuis le développement jusqu'à l'exploitation. Typiquement, on dimensionne le système pour qu'il puisse résister à un certain nombre d'événements (critère n-1 par exemple).

En pratique, pour faire face aux incidents majeurs et limiter leurs conséquences, le gestionnaire du système en collaboration avec le gestionnaire du réseau de transport, les producteurs et les distributeurs adoptent des mesures curatives et installent des automates spécifiques qui constituent le plan de défense du système électrique.

Cependant, malgré toutes les mesures prises au stade de sa planification, l'exploitation du système production-transport en temps réel se fait, parfois, aux limites. De telles situations dégradées résultent notamment :
- de l'insuffisance de capacité de production,
- des surcharges sur des ouvrages de transport,
- de la dégradation du plan de tension.

Dans pareils cas, la maîtrise de la consommation, par recours au délestage, constitue une parade à un écroulement partiel ou même total du système.

L'identification du besoin d'un recours au délestage peut intervenir à des horizons temporels différents :
- en gestion prévisionnelle J-1 (voire plus en amont) : par exemple au vu d'un déséquilibre inéluctable entre production et consommation du fait d'une insuffisance identifiée à l'avance de production disponible. Dans ce cas, une prévision du volume de délestage nécessaire et la préparation de sa mise en œuvre peuvent être effectuées ;
- en infra-journalier : quelques heures ou dizaines de minutes à l'avance (identification d'une impossibilité de passage d'une pointe de consommation, perte d'une unité de production ou d'un ouvrage de transport…). La préparation du délestage (volume à délester, localisation) est encore possible ;
- en temps réel, la mise en œuvre du délestage peut se faire :
  - d'une manière automatique (relais de délestages fréquencemétriques…), sans intervention des opérateurs ;
  - par action volontaire des opérateurs, ce qui implique des temps de mise en œuvre se chiffrant à plusieurs minutes.

En Algérie, l'OS est, au titre de la loi 02-01, responsable de l'équilibre des flux d'énergie sur le Réseau de transport. Ceci implique :
- d'assurer l'équilibre permanent production-consommation ;
- de maîtriser les flux de puissance dans les ouvrages de transport en restant dans les limites de leurs capacités de transit ;
- de maintenir un plan de tension acceptable du point de vue du fonctionnement du système et des installations des utilisateurs raccordés au réseau de transport.

Dans des situations de fonctionnement dégradé, et lorsqu'il n'est plus possible d'atteindre ces objectifs, l'OS engage une démarche de dernier recours qui consiste à délester volontairement une partie de la consommation, dans le respect des dispositions réglementaires**.
D'une manière générale, le délestage a pour but, en réduisant très rapidement le niveau de consommation alimentée, d'éviter les chutes de fréquence, l'effondrement de tension ou des cascades de déclenchements. Le délestage permet donc, en acceptant de mettre hors tension volontairement et de manière contrôlée une partie de la consommation, d'éviter des coupures beaucoup plus profondes, voire un black-out.
Le délestage peut ainsi répondre à un double objectif :
- assurer l'équilibre production-consommation,
- maîtriser et contenir les flux sur les ouvrages du réseau de transport.

Concrètement, les distributeurs procèdent au délestage des volumes de charges demandés par l'OS, en se basant sur les quantités de charge prédéfinies et arrêtées en commun accord avec ce dernier. De même, ils procèdent autant que faire se peut par délestage tournant de manière à répartir la gêne entre les utilisateurs du

*. Un article consacré aux missions et attributions de l'OS, gestionnaire du SPTE, a été publié dans Equilibres n° 7 de novembre 2009.

**. Paragraphe III.6.5.7 de l'arrêté du 21 février 2008 fixant les règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et les règles de conduite du système électrique. L'arrêté est consultable sur les sites web de la CREG et de l'OS (www.ose.dz).

réseau. Les services de santé, de sécurité devront être préservés dans tous les cas.
En définitive, au-delà de la gêne qu'il cause pour les consommateurs, le délestage constitue une mesure de sauvegarde du système électrique.

Eté 2011 : forte hausse de la demande et perturbations de l'alimentation

La forte hausse de la demande sur le réseau national, sous l'impulsion de la température, associée à une importante indisponibilité de moyens de production ont constitué les principales causes des perturbations enregistrées cet été. L'incapacité du réseau de transport à acheminer des flux d'énergie capables de compenser des déficits régionaux en capacité de production a, également, été un facteur contraignant dans la conduite du SPTE.

La demande record enregistrée à ce jour a été atteinte le dimanche 7 août, à 21 h 15, avec 8 746 MW, confirmant ainsi la tendance, observée depuis 2009, de déplacement du pic de consommation de l'hiver vers l'été.
Comparée à la même période de l'année 2010, la demande au mois d'août 2011 a crû d'environ 1 000 MW, soit 13,3% de la PMA de l'année 2010. Cependant, cette demande n'a pu être satisfaite totalement. La puissance globale disponible sur le parc de production ce jour (8 335 MW) était insuffisante pour couvrir une telle pointe. Sur ordre de l'OS, des délestages tournants de durées limitées ont été organisés.

L'épisode caniculaire qui a touché l'ensemble du pays du 10 au 13 juillet 2011 a induit à la fois un surcroît de consommation et une baisse de production. Ainsi, malgré un approvisionnement des réseaux voisins, des délestages de charges étaient nécessaires pour assurer l'adéquation production-consommation. Ces coupures volontaires qui ont touché essentiellement les abonnés des distributeurs du Centre et de l'Est, du fait des congestions apparues sur le réseau de transport, ont atteint un maximum de 609 MW le mercredi 10 août à 21 h.

Avec l'entrée en service au mois de mai 2011 de la nouvelle centrale hybride SPP1 à Hassi R'mel, la puissance totale installée sur le réseau interconnecté a augmenté de 150 MW pour atteindre 10 920 MW*.

*. Les puissances des groupes de production données dans cet article sont les puissances nominales déclarées par les producteurs auprès de la CREG.

Cependant, certains des équipements installés n'ont pu être exploités, totalement ou partiellement. En effet, en raison des programmes d'entretien, de l'avarie de certaines unités, de la vétusté d'une partie du parc, des dysfonctionnements (déclenchements) et des limitations techniques d'autres unités de production, la capacité réellement disponible et développable sur le SPTE est fortement réduite. De plus, la hausse des températures affecte les performances des groupes générateurs en induisant la perte d'une capacité de production estimée à plus de 500 MW.
Ainsi, aux moments des pics journaliers de consommation des mois de juillet et août, celle-ci n'a pas dépassé 8 500 MW**.

Deux faits méritent d'être signalés à ce niveau. Il s'agit de :
- la longue période d'indisponibilité de certains groupes : cas notamment des groupes en réhabilitation ;
- l'importante perte de capacité de production dans la région Sud qui connaît une hausse excessive de la demande en été avec l'indisponibilité de trois grands groupes et le fonctionnement perturbé de la nouvelle centrale SPP1 du fait de son récent couplage sur le réseau.
Par ailleurs, le respect des délais de réalisation des unités de production SK Terga et SK Koudiet Draouch ainsi que des ouvrages de renforcement du réseau de transport aurait permis de mieux gérer les périodes tendues vécues l'été 2011.

La partie sud-est du réseau de transport d'électricité, qui correspond géographiquement aux localités dont l'alimentation est issue des postes électriques de Biskra, El Oued, Touggourt et El Amiria, a été la région la plus affectée par les perturbations dans l'alimentation électrique cet été.

L'indisponibilité d'une importante capacité de production dans les centrales du Sud, certes, n'explique pas à elle seule les perturbations vécues par les populations de cette région ; néanmoins, elle en constitue la principale cause immédiate.

Ces localités qui, rappelons-le, ont connu des délestages quasi quotidiens durant l'été 2010 suite à l'effondrement d'une partie du réseau de transport, ont subi des coupures depuis le début de l'été 2011. Ces coupures volontaires de durées limitées, effectuées de manière tournante, sont l'ultime recours pour éviter

7. Exceptions faites de sept jours ; le 11 août et la période du 15 au 20 août.

une panne régionale. En effet, à cause des indisponibilités d'unités de production signalées précédemment et de l'augmentation de la demande électrique dans cette région à la mi-journée (le pic de consommation est atteint généralement entre 13 h et 15 h du fait d'un usage massif d'appareils de conditionnement d'air), les lignes de transport reliant cette région au reste du réseau de transport se trouvent chargées à la limite de leurs capacités. Afin d'éviter une cascade de déclenchements qui entraînerait un black-out régional, l'OS est contraint d'ordonner le délestage de charge.

Du 19 juin au 31 août, 40 jours ont connu des délestages (dont 24 en juillet) dans la région sud-est. Les volumes délestés sont variables et sont fortement liés aux conditions météorologiques. L'alimentation de cette région sera sécurisée avec la mise en service, au début de l'année 2012, de trois nouvelles lignes de transport.

Les coupures d'électricité évoquées jusque-là (délestages, pannes majeures, fonctionnement du plan de défense) ont, de par leur ampleur, un impact considérable puisqu'elles affectent des territoires étendus. Mais, de par leur nombre, elles ne constituent qu'une faible part des perturbations touchant les clients finals. Une grande partie des interruptions affectant les ménages et le secteur tertiaire est, en effet, due aux perturbations sur les réseaux de distribution moyenne et basse tension. Dans ce cas, l'impact est local mais les durées de coupures peuvent être longues.

Les perturbations de l'alimentation vécues l'été 2011 découlent essentiellement, comme on vient de le développer, d'une insuffisance conjoncturelle de l'offre et de la saturation des réseaux.
Dimensionner les infrastructures du système électrique, en construisant de nouveaux moyens de production et en développant les infrastructures de transport et de distribution afin de répondre à l'évolution croissante de la demande, ne constitue qu'une partie de la solution pour assurer l'équilibre du système.
La maîtrise de la demande constitue un autre volet de l'ajustement de la demande à l'offre.
La rubrique «Expérience» du présent numéro d'Equilibres traite des instruments de maîtrise de la demande en période de tension.

Les actions de maîtrise de la consommation d'électricité réalisées tout au long de l'année permettront de limiter l'augmentation de la consommation et le recours à des moyens de production supplémentaires. Elles constituent un levier intéressant pour introduire des moyens de contrôle de la consommation en cas de contrainte sur l'équilibre offre-demande d'électricité,

Interview de **Sid-Ali MAZIZ**, Directeur Etudes et Analyses Fonctionnement OS.SPA

« Assurer une sécurité optimum pour la couverture de la demande »

ēquilibRes Le système électrique algérien connaît une hausse de la demande durant la période estivale. Comment sont établies les prévisions de la consommation électrique ?

Avant de répondre directement à votre question, il est important de signaler que la qualité des prévisions est un enjeu fort non seulement pour l'Opérateur du Système électrique (OS), mais aussi pour l'ensemble des acteurs du SPTE. Les prévisions de la demande de l'OS doivent avoir de bonnes performances, surtout les prévisions de la demande pour la conduite en temps réel du SPTE. Les erreurs de prévisions sont pénalisantes, tout particulièrement, pendant les périodes tendues d'équilibre production–consommation, notamment, durant la période estivale.

L'OS élabore les prévisions en s'appuyant sur le caractère cyclique de la consommation : annuel, hebdomadaire et journalier. Les prévisions de la consommation sont élaborées à partir des historiques et des données météorologiques fournies par l'Office National de la Météorologie.
Les données météorologiques sont les premiers éléments qui influencent la consommation. A noter que « la température » est la grandeur que

l'OS utilise pour établir les prévisions. Les aléas et les incertitudes sur les données météorologiques conditionnent les écarts des prévisions par rapport aux demandes réalisées.
Les historiques des consommations sont utilisés pour déterminer les références passées.

Pour réaliser les prévisions de consommation, l'OS dispose d'outils de calcul informatiques de prévisions. A partir des données météorologiques (température) et des réalisations du passé, les modèles construisent les prévisions.
Les prévisions réalisées sont : les prévisions journalières (jour J), les prévisions pour le jour J+1 et les prévisions hebdomadaires.
L'OS établit aussi les prévisions pour le moyen terme pour un besoin de vérification de l'adéquation Production/Consommation.

équilibRes Les études prévisionnelles ont-elles anticipé les perturbations vécues l'été 2011 sur le réseau électrique ?

L'OS élabore, à l'année N, les prévisions de fonctionnement du système électrique national pour l'année N+1. Une actualisation des prévisions de fonctionnement se fait chaque trimestre pour le trimestre T+1 avec une attention particulière portée sur les études de passage des saisons à grande consommation, à savoir l'hiver et l'été.

Les contraintes techniques d'exploitation du SPTE vécues en été 2011, plus particulièrement dans la région Sud-Est, ont été prévues et signalées en 2010 dans le rapport de l'étude prévisionnelle 2011. L'étude du passage de l'été 2011 confirme les mêmes contraintes prévisionnelles.

A l'issue des études prévisionnelles, l'OS établit un certain nombre de recommandations pour les opérateurs du SPTE, portant sur les mesures à prendre pour anticiper les contraintes, sinon réduire leur impact. Il s'agit notamment des mises en service d'ouvrages réseau et/ou production en priorité réalisés ou anticipés pour le bon fonctionnement du SPTE.
D'autres mesures sont prises par l'OS pour le passage des périodes de forte consommation, à savoir l'été et l'hiver telle la réduction, voire l'annulation de tout arrêt pour entretien programmé de moyens de production ou de consignation programmée d'ouvrages de transport. Ceci, pour assurer une meilleure sécurité possible pour la couverture de la demande.

Malheureusement, les perturbations vécues en 2011 par le SPTE, bien qu'elles aient été prévues par l'OS, n'ont pu être évitées. A signaler que l'OS. SPA n'avait aucune emprise sur elles. Ceci, à cause de la conjonction de nombreux facteurs défavorables. En effet, plusieurs moyens de production à l'Est et au Sud, indisponibles pour entretien, ont accusé un retard pour leur remise en service alors que la demande a connu une croissance exceptionnelle qui a dépassé le scénario fort prévu par l'OS.SPA.

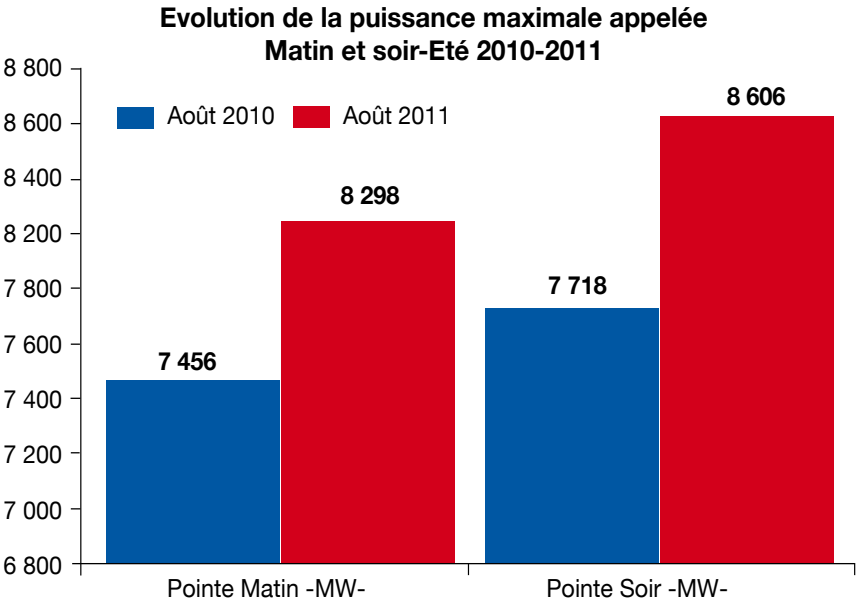
Interview de **Aziz AMEYOUD**, Directeur Conduite du Système Electrique OS.SPA

« L'anticipation demeure une pratique bien intégrée à l'OS. SPA »

équilibRes Depuis le début de l'été, le système électrique algérien a enregistré des perturbations et certaines localités ont été plus particulièrement affectées. Quelles en ont été les causes ?

Pour répondre à votre question, je vous dirai directement que la principale cause est la demande exceptionnelle en énergie électrique de la région du Sud-Est (atteignant 850 MW) qui est due à la hausse de la température estivale. A cette forte demande, imprévisible, caractérisée par un taux d'accroissement à deux chiffres de plus de 13% par rapport à l'année 2010, s'ajoute l'insuffisance en capacité de production et de transport de notre système, aggravée par le retard sur la mise en service des nouvelles centrales de SKT et de SKD. La forte demande en énergie électrique enregistrée sur le système électrique durant l'été 2011 (juillet - août) en période de jour comme de nuit, a induit des contraintes d'alimentation sur la partie

de l'Est, particulièrement dans la partie du Sud-Est (régions de Biskra, d'El Oued et de Touggourt).



Ces contraintes sont beaucoup plus profondes durant la journée dans la tranche horaire 12h00 -16h00, en raison de la hausse de la température qui évolue autour de 44 et 48° Celsius et qui se traduit par une demande importante en énergie électrique due aux recours à la climatisation pour l'usage domestique et l'irrigation pour les besoins agricoles spécifiques à la région saharienne (irrigation continue en période de chaleur). Cette demande se matérialise par des flux importants de puissances (puissances active (MW) et réactive (MVAR)) à acheminer vers la région du Sud- Est.
Le transport de cette énergie, par son volume important, génère des goulots d'étranglement (congestion réseau) sur les lignes de transport jusqu'au dépassement des capacités d'une partie du réseau de transport, entraînant ainsi le recours à l'ajustement de la consommation par des délestages contrôlés pour éviter l'effondrement du système.

équilibRes Comment s'est opérée la gestion du système production transport durant cette période à l'OS ?

Même si l'anticipation demeure une pratique bien intégrée à l'OS. SPA — en effet des études prévisionnelles de fonctionnement sont réalisées régulièrement pour faire ressortir à l'avance les contraintes éventuelles et prendre les dispositions qui s'imposent —, l'ampleur de la gravité de la situation du SPTE à cette période autorise à la qualifier de situation extrême. Il a fallu faire face en temps réel, pour éviter le pire en pareille circonstance, dont nul réseau électrique, dans le monde, n'est à l'abri.

C'est ainsi, qu'en plus des mesures prises suite aux recommandations émanant des études prévisionnelles — telles que fiabilisation du réseau de transport, programmation de la production avant le début de l'été (avril - mai - juin 2011), annulation de toute maintenance d'ouvrages de production et de transport sauf pour les cas d'urgence, suivi continu de l'évaluation de fonctionnement du système électrique sur le risque d'alimentation, pour faire face à cette situation extrême —, le Centre national de conduite a dû prendre des mesures exceptionnelles.
Parmi ces mesures on peut citer :

- Sollicitation de Sonatrach pour le couplage du groupe1 de Hassi Berkine qui était à l'arrêt pour des raisons de dépassement du nombre d'heures de marche. Ceci afin de disposer d'une injection supplémentaire de 120 MW à Hassi Messaoud.
- Sollicitation du GRTE pour surveillance continue des lignes 220 kV à fort transit pour remédier à un éventuel point faible en moment opportun.
- Comme ultime recours pour préserver l'intégrité du système électrique, des délestages préventifs ont été opérés dans les localités de Barika, Biskra, Tolga, El Oued et Touggourt.

Avec ces mesures, la situation a été bien maîtrisée malgré sa gravité, sa gestion a permis d'éviter la propagation du dysfonctionnement du système au réseau nord qui, heureusement, a été complètement épargné et préservé de toutes coupures de courant électrique. Les enseignements tirés de la gestion de cette crise ont permis à l'entreprise de prendre des dispositions particulières pour renforcer son système afin de limiter l'occurrence de situations tendues en période de fort appel de puissance électrique pour les prochains étés et hivers.

Quelques voies pour une maîtrise de la demande en électricité

Les perturbations dans l'approvisionnement de l'électricité résultent essentiellement d'une inadéquation entre l'offre et la demande d'électricité. Celle-ci peut être la conséquence d'une demande non maîtrisée que l'offre peine à suivre. En effet, une croissance soutenue de la demande oblige à des efforts d'investissement conséquents afin d'augmenter l'offre dans les mêmes proportions. Du fait de l'importance des ressources financières et humaines à mobiliser, de tels efforts sont généralement difficiles à maintenir dans la durée.
L'Algérie compte parmi les pays qui connaissent, depuis une dizaine d'années, une forte croissance de la production d'électricité. Elle a augmenté annuellement depuis 1999 de plus de 5% en moyenne. De tels taux de croissance se retrouvent dans les pays d'Afrique du Nord, du Moyen-Orient et d'Asie du Sud et du Sud-Est. Les autres régions du monde ont des taux de croissance de leur production électrique plus raisonnables, généralement inférieurs à 3%. L'expérience internationale a montré qu'il est possible, grâce au recours à une série de mesures d'efficacité énergétique, de mettre en œuvre une stratégie efficace de maîtrise de la demande énergétique.

Les instruments de maîtrise de la demande d'électricité

– Le prix

Le signal des prix permet, à la fois, d'informer le consommateur sur le risque de défaillance du système électrique et de créer une incitation à la réduction de la consommation. En effet, selon la théorie économique, toute chose étant égale par ailleurs, la demande électrique devrait décroître lorsque le prix augmente. La sensibilité du consommateur aux changements de prix est mesurée par un coefficient appelé élasticité qui se calcule comme le rapport entre la variation en pourcentage de la demande et la variation en pourcentage du prix. La demande d'électricité est dite inélastique quand la variation de la demande est proportionnellement plus faible que celle du prix. L'élasticité peut varier selon le type de clientèle (résidentiel, commercial ou industriel), selon l'horizon ou encore selon tout autre facteur affectant la demande électrique. Ainsi, d'autres facteurs, notamment les facteurs climatiques, peuvent expliquer des différences régionales de l'élasticité de la demande. Par ailleurs, l'élasticité peut varier selon la saisonnalité, qu'elle soit annuelle, hebdomadaire ou encore journalière.

Bien qu'il n'existe actuellement aucune étude évaluant l'élasticité de la demande électrique en Algérie, il est possible de se faire une idée de son ordre grandeur grâce à de nombreuses publications portant sur d'autres pays. Le principal résultat de ces études* est que la demande d'électricité est généralement très inélastique sur le court terme (entre -0,2 et -0,4), mais tend à être plus élastique sur le long terme (entre -0,5 et -0,7). En effet, à court terme, le consommateur ne peut qu'ajuster marginalement sa consommation face à une augmentation de prix, alors qu'à long terme il peut acquérir des équipements à plus forte efficacité énergétique ou des équipements utilisant différentes formes d'énergie. Ainsi, une augmentation de 10% des prix pourrait induire sur un horizon de long terme une réduction de la demande de 5% à 7%.

Le signal de prix parvenant aux consommateurs à travers leur facture d'électricité mensuelle ou trimestrielle, son impact à très court terme, reste limité. Par ailleurs, des contraintes administratives, politiques ou techniques peuvent rendre impossible le recours à de fortes augmentations de prix pour faire face à des situations d'urgence.

La tarification horo-saisonnière est un outil efficace de maîtrise de la demande lorsqu'il existe un risque de défaillance du système électrique du fait de capacités de production limitées. Ce type de tarification incite l'utilisateur à substituer une période de consommation par une autre en fonction de leurs prix relatifs.

*. « The price elasticity of electricity demand in South Australia ».

Il est ainsi possible de réduire la demande en période de pointe, en décalant une partie de cette demande sur une période où il existe une plus grande disponibilité de capacités de production.

- Campagnes d'information pour changer les habitudes de consommation

Dans de nombreux pays, les campagnes d'information se sont révélées être un outil efficace de maîtrise de la demande électrique permettant de fortes réductions de la consommation, notamment sur de courtes périodes. En effet, elles peuvent être conçues et lancées rapidement et atteindre une large audience grâce à l'utilisation de multiples médias : télévision, radio, internet, presse, panneaux publicitaires, messages téléphoniques.
Ces campagnes d'information permettent d'alerter les consommateurs sur les risques de défaillance du système électrique en période de tension et les inciter à mettre en œuvre une série de mesures d'économie d'énergie. Elles peuvent venir en supplément d'autres mesures de maîtrise de la demande afin de renforcer leur efficacité.

Elles constituent essentiellement un outil de maîtrise de la demande à court terme. Les consommateurs sont, en effet, plus enclins à obtempérer lorsque les efforts d'économie d'énergie portent sur une période limitée. Par ailleurs, ils acceptent plus volontiers de modifier leurs habitudes de consommations durant les périodes de tension que durant les périodes de fonctionnement normal du système.
Pour remporter l'adhésion de la population, le message de ces campagnes d'information devrait donc insister sur le caractère provisoire des mesures d'économie d'énergie tout en soulignant l'intérêt de maintenir de telles pratiques sur le long terme.

La conception et la mise en œuvre d'une campagne d'information doivent, pour être efficaces, analyser les déterminants des changements de comportement désirés, identifier les groupes de consommateurs ciblés, choisir le meilleur moyen de communication et faire passer un message positif sur un ton optimiste, c'est-à-dire en convaincant que l'action de chacun peut faire la différence tout en évitant de culpabiliser les consommateurs.

A titre d'exemple, après une avalanche ayant fortement réduit son approvisionnement électrique, la ville de Juneau (Alaska) a pu, grâce à une campagne d'information expliquant aux consommateurs finals la manière de réduire rapidement et sûrement leur consommation électrique, faire chuter la demande électrique de 25% à 30%. Bien qu'ayant utilisé l'ensemble des médias disponibles, le coût de la campagne d'information s'est révélé modeste. Elle a, cependant, été d'une grande efficacité puisque, selon une étude (Leighty & Meier, 2011), 50% à 80% des résidents ont mis en œuvre les actions conseillées.

– Incitations à l'utilisation de technologies à forte efficacité énergétique

Une stratégie d'investissement dans des technologies à forte efficacité énergétique et/ou dans des technologies de contrôle de la demande constituerait une bonne réponse aux situations de tension risquant de perdurer. L'efficacité d'une telle stratégie serait fortement renforcée par l'utilisation du signal des prix et de campagnes d'information. Parmi les mesures à mettre en œuvre pour favoriser la diffusion de technologies permettant une meilleure efficacité énergétique, on peut citer :

- La diffusion de l'éclairage à forte efficacité énergétique, notamment les LBC (lampes basse consommation) et les LED.
- Le remplacement de vieux équipements énergivores par de nouvelles technologies plus efficientes.
- La modernisation des équipements existants afin d'améliorer leur efficacité énergétique.
- L'installation sur certains équipements d'appareils de contrôle de la puissance.

Le secteur public peut être un acteur majeur de ce renouvellement technologique. En effet, en plus du grand potentiel d'économie d'énergie que ce secteur recèle, un engagement fort du secteur public pourrait contribuer à crédibiliser d'avantage toute politique de maîtrise énergétique et à renforcer l'adhésion des autres consommateurs aux programmes d'économie d'énergie tout en suscitant leur participation active.

– Mesures de rationnement de l'électricité

Les mesures de rationnement permettent aux autorités publiques d'agir directement sur la consommation d'électricité en contrôlant les quantités et le timing de la fourniture d'énergie ou en obligeant les utilisateurs à contrôler leur consommation sous peine de sanction. Ces mesures de rationnement peuvent être spécifiques à certains utilisateurs ou être générales. Elles peuvent être volontaires ou obligatoires. Différentes approches peuvent être utilisées, selon le type de consommateur : résidentiel, commercial, industriel ou encore secteur public.

Les mesures de rationnement affectent généralement l'activité économique et sociale d'un pays et comportent de ce fait des effets négatifs dont l'importance varie selon les mécanismes de rationnement adoptés :

- Rationnement par les quotas

Ce mécanisme de rationnement, simple dans sa mise en œuvre, impose à des catégories entières de consommateurs de réduire leur consommation sous peine d'amende. Malgré ses conséquences potentiellement néfastes pour certains groupes de consommateurs, cette approche est communément acceptée par les consommateurs car elle est perçue comme largement plus équitable que le rationnement par bloc de délestage.

En 2001, le Brésil a adopté un système de rationnement par quota qui obligeait chaque classe de consommateurs à réduire leurs consommations électriques mensuelles par rapport à celles du même mois de l'année précédente, selon certains taux de réduction de référence spécifiques à chacune des classes (les plus petits consommateurs résidentiels étant exclus de la mesure). Les consommateurs dépassant leurs quotas durant plusieurs mois consécutifs étaient sujets à pénalité. Ce système a permis de réduire la consommation d'électricité de 20% sur neuf mois.

Après la catastrophe nucléaire de Fukushima, le Japon a également opté pour ce type de mécanisme de rationnement en fixant, pour la plupart des secteurs économiques, un objectif de 15% de réduction de la consommation de puissance électrique par rapport à la même période l'année précédente entre 9 h et 20 h. Des objectifs plus faibles de 5% et 10% ont été imposés à certains consommateurs vulnérables tels que les hôpitaux, les transports publics. Pour les industries consommant plus de 500 kW, une lourde sanction financière de 1 million de yen (JPY), soit environ 12 500 USD, est prévue pour chaque heure durant laquelle l'objectif n'a pas été atteint.

- Mécanisme d'effacement négocié

Ce type de rationnement consiste en un accord négocié entre les autorités publiques et les grands consommateurs d'énergie. Ceux-ci acceptent, en contrepartie d'une compensation financière, d'effacer une partie de leurs consommations d'électricité durant les périodes de pointe lorsque le gestionnaire du réseau le leur demande. Il s'agit donc d'un outil d'optimisation de la consommation d'électricité.

- Rationnement basé sur un mécanisme d'incitation

Certains mécanismes de rationnement basés sur l'incitation au lieu de la sanction peuvent se révéler également très efficaces dans la maîtrise de la demande électrique. Le cas du programme «20/20 Rabais», initié en 2001 en Californie, est particulièrement intéressant. En effet, ce programme, simple dans sa conception et dans sa mise en œuvre, proposait une réduction de 20% du prix du kWh pour tout consommateur réduisant, durant la période estivale, sa consommation mensuelle d'au moins 20% par rapport au même mois de l'année précédente. La participation à ce programme étant automatique, l'ensemble des classes de consommateurs ont pu en profiter. Environ un tiers des consommateurs a bénéficié du rabais pour au moins un mois et de nombreux autres consommateurs ont été incités à réduire leurs consommations. Ce mécanisme a l'avantage d'être équitable et d'encourager à des investissements pérennisant les gains d'efficacité énergétique. Il s'agit néanmoins d'un mécanisme coûteux pour les autorités publiques.

- Rationnement basé sur un mécanisme de marché :

Les mécanismes de marché peuvent constituer un outil efficace de gestion de la demande électrique tout en minimisant l'impact économique des me-

sures de rationnement. En effet, en permettant à des échanges bilatéraux de se tenir sur un marché secondaire où s'achètent et se vendent des droits de dépassement de quota, les grands consommateurs d'énergie peuvent exercer plus rationnellement leurs préférences en termes d'économie d'énergie. Ainsi, les utilisateurs désirant consommer plus que leurs quotas pourraient acquérir les droits correspondants auprès des utilisateurs préférant consommer moins que leurs quotas en contrepartie d'une compensation. Cette solution est économiquement plus efficiente que les autres mécanismes de rationnement, mais elle est également plus complexe à mettre en œuvre.

Au Brésil, un tel mécanisme de marché devant compléter les mesures de rationnement par quota a permis de réduire significativement l'impact de ces mesures sur le PIB (Heffner, 2009).

- Rationnement par bloc de délestage :

Le mécanisme le plus facile à mettre en œuvre et, de ce fait, le plus largement utilisé est celui du rationnement par bloc de délestage (Block load Shedding). Il consiste à couper l'électricité à certains blocs de consommateurs afin de prévenir un effondrement du système. Cette forme de rationnement constitue également le plus inefficient des mécanismes. En effet, elle peut être à l'origine d'importantes pertes économiques. A titre d'exemple, le black-out de l'été 2003 à Ontario a fait chuter le PIB total du Canada de 0.7% (Statistics Canada, 2003) et les délestages répétés ayant eu lieu en Ethiopie entre 2009 et 2010 ont induit une perte de 1,5% du PIB (Tsehaye et al, 2010). Par ailleurs, ce type de rationnement sape la confiance du consommateur vis-à-vis de la fiabilité du système et suscite un sentiment d'injustice lié au préjudice subi, ce qui en fait un mécanisme très impopulaire.

Tableau 1 : Le rôle des programmes d'économie d'énergie : expériences récentes

	Japon 2011	Juneau, Alaska 2008	Nouvelle Zélande 2008	Afrique du Sud 2008-2009	Chili 2007-2008
Baisse de la consommation d'électricité (%)	15% pour la plupart des secteurs durant la période de pointe en été	25% à 40% à travers tous les secteurs	3,6% à 6,7 % dans le secteur résidentiel	20% principalement dans l'industrie	Croissance nulle de la demande électrique malgré la croissance du PIB
Période approximative	Depuis mars 2011	6 semaines	Juin-juillet 2008	Janvier 2008- fin 2009	Plusieurs mois
Augmentation des prix		X	X	X	X
Campagne d'information pour changer les comportements	X	X	X	X	X
Renouvellement technologique	X	X (seulement LBC)	X	X	X
Mesures de rationnement	X	X		X	X

Réf. : « Saving Electricity in Hurry », IEA (2011)

Différentes expériences de maîtrise de la demande en période de tension sur le réseau électrique

– L'Afrique du Sud (2008)

En janvier 2008, l'Afrique du Sud a fait face à d'importantes défaillances de son système électrique. Du fait de l'indisponibilité de certaines unités de production, pour maintenance, et de l'arrêt non planifié d'autres unités, l'offre électrique s'est révélée insuffisante face à une demande électrique en forte croissance. Cette crise a montré qu'il existait un déficit structurel de production électrique dû à un investissement insuffisant dans l'approvisionnement électrique par rapport à une croissance de demande.

Afin d'éloigner le risque d'effondrement du système, la compagnie nationale Eskom et les autorités publiques ont adopté, entre autres, des mesures de rationnement tout en lançant un nouveau programme de construction de centrales électriques. Pour gérer au mieux cette période transitoire, le gouvernement a dévoilé un Programme de Conservation de Puissance (PCP – Power Conservation Program) devant permettre de réduire de 10% la demande de pointe (environ 3 000 MW). Initialement, le PCP s'est focalisé sur les industriels qui représentent 58% de la demande nationale. Ainsi, en 2008, les effets combinés du PCP et de la crise financière internationale ont permis de réduire de 1 500 MW la consommation électrique (puissance appelée) des mines d'or et de platine et des fonderies.

La compagnie nationale Eskom souhaite à présent étendre les mesures de conservation d'énergie aux 500 plus gros consommateurs du pays, en mettant en place un dispositif obligatoire les obligeant à atteindre 10% d'économie d'énergie durant certaines périodes de tension.
Bien que ne représentant que 20% de la consommation, le secteur résidentiel n'a pas été occulté par les autorités publiques. En effet, ce secteur joue un rôle majeur dans la gestion de la demande de pointe. Afin d'inciter ces consommateurs à des économies d'énergie durant les périodes de pointe, des messages «d'Alerte Electrique» ont été diffusés toutes les 30 minutes sur internet et à la télévision entre 17 h 30 et 20 h 30. Ces messages d'alerte ont permis d'informer en temps réel les consommateurs des secteurs résidentiel et commercial sur l'état du système électrique et sur les mesures à prendre immédiatement pour soulager le réseau électrique.

Selon Eskom, ils ont eu pour résultat de réduire la consommation de 500 MW en moyenne durant les alertes de forte tension, impliquant d'éventuels délestages (Brownout) et de 100 MW en moyenne durant les alertes vertes. En mars 2011, le gouvernement sud-africain et Eskom ont lancé une campagne d'information nationale, «the 49 million Initiative», ciblant les secteurs résidentiel et commercial afin que la population sud-africaine adopte une culture d'économie d'énergie et l'intègre dans son mode de vie.

– Le Chili (2007-2008)

En 2007, du fait de la sécheresse et de l'interruption des importations de gaz argentin, le Chili a connu une période de tension de son système électrique menaçant l'équilibre offre-demande. Le pays a pu éviter les délestages en mettant en œuvre une série de mesures définies dans le Programme national d'économie d'énergie dont des campagnes d'information publique et la distribution de dizaines de milliers de lampes basse consommation.
Du côté de la demande électrique, les mesures ont consisté à fournir au secteur industriel, particulièrement les petites et moyennes entreprises, des financements à long terme (jusqu'à 12 ans) pour les investissements relatifs à l'efficacité énergétique, à octroyer des incitations financières pour les économies d'énergie, à mettre en œuvre des mesures d'effacement et à étendre l'heure d'été. Du côté de l'offre, les autorités ont favorisé l'installation de groupes de secours (back-up turbines) et permis la conversion des cycles combinés (CCGT) afin qu'ils puissent fonctionner également au diesel.

Le signal des prix a joué un rôle essentiel dans la résorption de la crise. L'industrie électrique chilienne étant libéralisée, les prix de l'électricité ont augmenté en réponse à l'augmentation du prix du gaz naturel importé. La demande industrielle, non régulée, a donc réagi aux difficultés d'approvisionnement électrique plus fortement et plus rapidement que la demande régulée (résidentielle et commerciale) dont les tarifs sont fixés pour une période de six mois.
Afin de réduire les conséquences économiques négatives découlant de l'augmentation des prix, le gouvernement a mis en œuvre des mesures sociales pour les populations vulnérables : réduction temporaire des taxes sur l'essence, soutien financier pour les plus vulnérables (40% de la population) sous la forme de réduction de la facture d'électricité et de subventions directes pour les plus pauvres.

Résultats de ces mesures d'efficacité énergétique : une croissance économique de 3,2% et une demande électrique restée stable en 2008. Il aura fallu, à cet effet, augmenter le budget consacré au Programme national d'économie d'énergie de 1 million de dollars (USD) en 2006 à 34 millions de dollars en 2009 (IEA, 2009).

– Le Brésil (2001)

En 2001 et 2002, le Brésil a dû faire face à une situation de crise de l'approvisionnement électrique provoquée, officiellement, par une forte baisse de la pluviométrie. Une part significative de sa production électrique est d'origine hydraulique, mais le facteur climatique n'aurait pas suffi à plonger le pays dans une crise électrique sans un déséquilibre structurel entre l'offre et la demande, dû, notamment, à une forte croissance de la demande électrique sur la période 1998-2000, supérieure de 1% aux prévisions, et à des retards de mise en service de nouveaux moyens de production (au moins 3 100 MW). Signe de la détermination des autorités publiques d'enrayer cette crise aux conséquences économiques désastreuses, le gouvernement a mis sur pied un comité chargé de la gestion de la crise électrique, «Electric Energy Crisis Management Board», présidé par le président de la République et incluant neuf ministres ainsi que des présidents d'agences de régulation.

Tableau 2 : Le mécanisme de rationnement d'électricité au Brésil

Table 2.1 : Initial Quota Allocation by Customer Group

Type of Customer[1]	Quota[2]
Residential < 100 kWh/mo	100%
Residential > 100 kWh/mo	80%
Low-voltage industrial, commercial and services	80%
High voltage industrial, commercial and services < 2.5 MW	70% to 85%, according to activity
High voltage industrial, commercial and services > 2.5 MW	70% to 85%, according to activity
Rural	90%
Other consumers (mostly gouvernment)	65%
1 Some special types of consumers, such un hospitals, schools, prisons.=, etc, are omitted from this table	
2 Quotas expressed as percentages of average consumption in the corresponding three month period in the previous year, e.g. quotas for June 2001 expressed as a percentage of avrage consumption in May, June and July 2000	

Table 2.2 : Average Energy Saved Per Region

Region	Saved energy Quota (2.3)	
	% of corresponding Load in 2000	% of corresponding Projected load for 2001
North	18.3%	24.6%
Northeast	19.5%	20.6%
Southeast/ Center-West	19.8%	21.2%

Table 2.3 : Bonuses in the Quota System

Type of consumer	Bonus
Residential < 100 kWh/mo	Tariff x 2 for consumption below quota
Residential > 100 kWh/mo	Consumption bellow quota receives bonus that depends on availability of funds
Low-voltage industrial, commercial and services	Consumption bellow quota receives bonus that depends on availability of funds

Table 2.4 : Tariff Surcharges, Bonuses, and Threat of Service Disconnections

Type of Consumer[1]	Tariff surcharge	Service Disconnection
Residential <100kWh/mo	None	Warning on first violation of monthly quota, 3 day service cut on second violation 4-to 6 day cut for further violations - no service cuts if monthly consumption (100kWh
Residential >100kWh/mo	Surcharges applied only to violators : • Up to 200 kWh/mo: 50% surcharge • 200 kWh/mo to 500 kWh/mo • Above 500kWh/mo: 200% sucharge	Warning on first violation of monthly quota 3 day service cut on second violation, 4 to 6 day cut for further violations
Low-voltage industrial, commercial and services	Consumption above quota Pays MAE (short –term) price	1 day service cut for each 3% violation of monthly quota
High voltage industrial, commercial and services <2.5 MW	Consumption above quota Pays MAE (short –term) price	1 day service cut for each 3% violation of monthly quota
High voltage industrial, commercial and services > 2.5 MW Rural	Consumption above quota Pays MAE (short –term) price	
Other consumers (mostly govemment)		1 day service cut for each 6% violation of monthly quota Warning on first violation of monthly quota, 3 day service cut on second violation, 4 to 6 day cut for further violations

Extrait de "Implementing Power Rationing in a Sensible Way", ESMAP (2005)

L'expérience brésilienne est un exemple particulièrement intéressant, combinant dans un même système mesures de rationnement et signal de prix. En effet, les autorités publiques ont mis en place un système de quotas obligatoire basé sur un système de pénalités en cas de dépassement (tarif majoré et menace de rupture du service en cas de récidive) et de rémunération de la part du quota non consommée. Selon ce système, chaque consommateur, selon sa catégorie, se voit attribuer un quota initial d'énergie défini en termes de pourcentage de la consommation de l'année précédente. Comme l'indique le tableau 2, les résultats en termes d'économie d'énergie sont remarquables : de l'ordre de 20% de réduction de la demande électrique par rapport à 2000 et 2001.

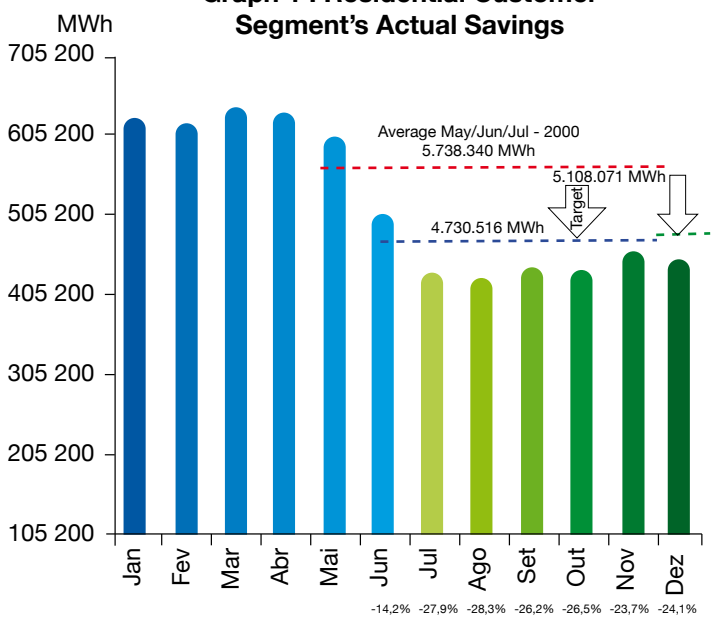
Certaines catégories de clients, ceux des sections commerciale et industrielle, ont accès à un marché secondaire leur permettant d'échanger entre eux des parts de quotas. Comme le montre dans le tableau 3 la comparaison entre la baisse de la demande électrique du secteur résidentiel (exclu du marché secondaire des quotas) et celle des secteurs commercial et industriel, l'accès au marché secondaire de capacités de quotas a servi de catalyseur à la réalisation d'économies d'énergie. Il y a, dans cet exemple, une belle illustration de l'efficacité des mécanismes de marché en termes de rationalisation de la demande par rapport aux mécanismes hors marchés.

Nous pouvons conclure de toutes ces expériences qu'il est possible d'infléchir significativement la demande d'électricité en menant une politique volontariste de maîtrise énergétique. Les gains d'une telle politique peuvent être très importants.

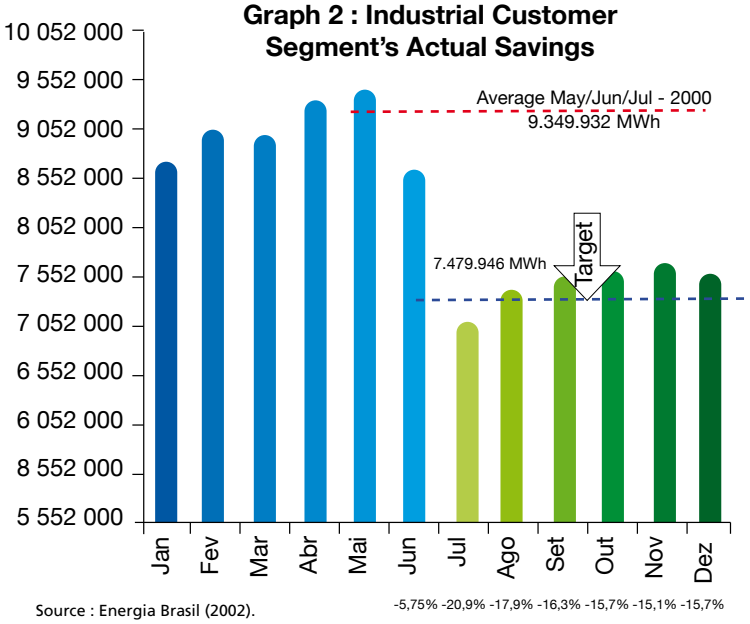
En Algérie, par exemple, un simple calcul permet d'affirmer qu'une inflexion de 1% du taux de croissance annuelle de la production d'électricité aurait, sur 20 ans, à peu près le même impact en termes d'économie de gaz naturel que la production de 20% d'électricité à partir d'énergie renouvelable sur le même horizon. Les besoins d'investissement seraient réduits d'autant.

Tableau 3 : La réduction de la demande électrique au Brésil induite par les mesures d'efficacité énergétique

Graph 1 : Residential Customer Segment's Actual Savings



Graph 2 : Industrial Customer Segment's Actual Savings



Source : Energia Brasil (2002).

Références

- Saving Electricity in Hurry, IEA (2011)
- Chili Energy Policy Review, IEA (2009)
- Shu Fan et Rob Hyndman, The Price Elasticity of Electricity Demand in South Australia, Business and Economic Forecasting Unit - Monash University (2010).
- Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy, NREL (2006)
- Implementing Power Rationing in a Sensible Way : Lessons Learned and International Best Practices, ESMAP (2005)

ACTU-AGENDA

- L'Association des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz (MEDREG), en partenariat avec le ministère de l'Energie et des Mines, a organisé les 14 et 15 septembre 2011 le 1er séminaire sur la «Structuration de la coopération des autorités de régulation ou des autorités publiques assumant actuellement cette fonction», à l'hôtel Mercure, Alger.
Cet événement s'inscrit dans les objectifs du plan d'action du projet d'intégration des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne, adopté par les ministres chargés de l'Energie des trois pays à l'occasion du premier Conseil des ministres qui s'est déroulé le 20 juin 2010 à Alger.

- Une rencontre annuelle avec les distributeurs regroupant toutes les parties impliquées – autorité concédante, CREG, distributeurs (SDC, SDA, SDE, SDO) – a été organisée les 18, 20, 22 et 25 septembre 2011, à la salle de conférences du ministère de l'Energie et des Mines, afin d'examiner le bilan de réalisation des performances en comparaison avec les objectifs arrêtés dans les plans d'engagements d'amélioration de performance des Sociétés de distribution de l'électricité et du gaz approuvés par le ministre de l'Energie et des Mines.

QU'EST-CE QUE...

- **Délestage :** Le délestage consiste à arrêter volontairement l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateurs pour rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation du réseau. Il s'agit d'une mesure de sauvegarde destinée à éviter les risques d'effondrement en tension ou en fréquence qui pourraient entraîner la coupure de la totalité d'un sous-réseau.

Source :www.wikipedia.org

- **Le plan de défense :** Regroupe l'ensemble des actions automatiques mises en œuvre pour lutter contre les processus d'effondrement grave, à déroulement très rapide, susceptibles de survenir sur le système électrique.

Documentation technique de référence RTE.

- **Critère de sécurité N-1 :** Règle selon laquelle les éléments restant en fonctionnement après la perte d'un élément du réseau (ligne de transport, transformateur ou unité de production) doivent être en condition de supporter la charge additionnelle ou les changements de génération, les déviations de tension et garantir un régime de stabilité transitoire causée par la défaillance.

UCTE Operational Handbook

CREG

Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Immeuble du ministère de l'Energie et des Mines
(Tour B), Val d'Hydra, Alger, Algérie
Tél. : +213 (0) 21 48 81 48
Fax : +213 (0) 21 48 84 00
E-mail : equilibres@creg.mem.gov.dz
Site Web : www.creg.gov.dz

Tous les documents, programmes, rapports et textes législatifs cités dans ce numéro sont disponibles en téléchargement sur le site internet de la Commission : **www.creg.gov.dz**

© ALPHA Design www.alpha-dz.com

équilibRes
La lettre de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
ISSN : 1112-9247 / Dépôt légal : 4485-2008

Directeur de publication : Nadjib OTMANE **Comité de rédaction :** Mohamed Abdelouahab YACEF, Lamia ATIMENE, Karima MEDEDJEL, Mohand Saïd TAIBI, Malika AIT KHELIFA, Amel HANAFI et Kaci BELAID. **Ont contribué à ce numéro :** Wassim BENHASSINE, Adjib RADI, Hafida GUERRACHE.