

# 5

## L'examen des solutions alternatives

Plusieurs solutions alternatives au renforcement de la ligne Chaffard - Grande Ile ont été examinées.

### 5-1 Réguler la production

RTE demande déjà aux producteurs d'augmenter ou de diminuer leur production afin d'améliorer la sécurité et l'efficacité du réseau. Mais les aménagements préventifs des plans de production entraînent des augmentations importantes des coûts. Les aménagements curatifs, eux, nécessitent un certain délai. Plutôt court pour une centrale hydraulique, mais assez long pour un groupe nucléaire. Or, en cas de surcharge importante, les délais avant déclenchement de la ligne sont réduits à dix, cinq voire une minute, ce qui est insuffisant pour arrêter, en exploitation normale, un groupe nucléaire ou pour agir avec une ampleur suffisante sur les STEP (arrêt du pompage ou augmentation du turbinage).

La régulation de la production n'offre donc pas de solution satisfaisante aux problèmes posés par la capacité insuffisante de la ligne Chaffard - Grande Ile. Cette solution n'est donc pas acceptable sur le long terme.



### 5-2 Augmenter la production locale

Augmenter la production locale permettrait de répondre à une partie de la demande de consommation locale et notamment à celle des STEP en phase de pompage. Cela réduirait ainsi les approvisionnements effectués à partir des groupes nucléaires ou thermiques de la vallée du Rhône. Le transit Ouest-Est sur le réseau 400 000 volts entre Lyon et Chambéry, en amont du nouveau site de production envisagé, serait donc diminué ; en revanche, le transit Ouest-Est en aval du nouveau site de production envisagé serait augmenté.

Pour cela on a étudié l'impact de la localisation de production dans les zones d'action des postes 400 000 volts de Creys, Grande Ile Albertville et Génissiat. La démarche consiste à estimer le volume de nouveaux moyens de production à construire (quels qu'ils soient : centrale de production, cogénération, production décentralisée, etc.) qui permettrait de résoudre les problèmes posés par la perte d'un circuit sur l'axe Creys - Saint Vulbas.

#### *a) Étude en heures creuses*

Pour estimer le volume minimum de nouveaux moyens de production à installer, on se place dans le cas le moins sévère vis-à-vis des contraintes sur le réseau : quand l'appel de puissance dans les Alpes est le plus faible (c'est-à-dire en l'absence de pompage de STEP) et en maintenant le démaillage à Grande Ile et Albertville (bien que ce ne soit pas viable à long terme). On estime le volume de production correctement dimensionné dès lors qu'aucune contrainte n'apparaît en cas d'avarie sur l'axe Creys - Saint Vulbas.

L'étude montre que pour que cet incident ne cause aucune surcharge, alors que les STEP ne pompent pas, il faut disposer d'une nouvelle production démarrée d'au moins 600 mégawatts raccordée à Creys ou à Grande Ile.

Si le raccordement n'est pas effectué à Creys ou Grande Ile, l'efficacité de la solution est diminuée. Ainsi, si l'on envisage comme site d'installation possible Albertville ou Génissiat, postes plus éloignés du problème, c'est 700 à 1 000 mégawatts de production nouvelle qui doivent être installés et démarrés pour qu'une avarie sur l'axe Creys - Saint Vulbas ne cause aucune surcharge, toujours à condition que les STEP ne pompent pas.

On peut de la même façon déterminer le volume de production à installer pour permettre aux STEP de pomper au maximum de leur capacité, sans qu'une avarie sur l'axe Creys - Saint Vulbas ne cause de surcharge. L'étude montre qu'il faudrait pour cela que soit construit et démarré un site de production de 2 600 mégawatts s'il est raccordé à Creys ou Grande Ile, ou bien un site de production de 2 700 à 3 000 mégawatts s'il est raccordé à Albertville ou Génissiat.

### **b) Étude en heures pleines**

Une étude similaire peut-être faite en heures pleines. Elle conclut à des chiffres similaires pour le dimensionnement du nouveau site de production : pour qu'une avarie sur l'axe Creys - Saint Vulbas ne cause aucune surcharge, alors que les STEP ne turbinent pas, il faut que soient construits et démarrés de nouveaux moyens de production à hauteur de 600 mégawatts, s'ils sont raccordés à Creys ou à Grande Ile ; 700 à 1 000 mégawatts s'ils sont raccordés à Albertville ou Génissiat.

Cependant, le raccordement d'un tel volume de production supplémentaire chargerait encore plus le réseau en aval du poste de raccordement. Ainsi, 600 mégawatts de production supplémentaire à Creys augmentent sensiblement le flux sur l'axe Creys - Grande Ile. A tel point que les risques liés à la perte d'un ou de deux circuits sur la ligne Creys - Grande Ile deviennent autant (sinon plus) critiques que les risques liés à la perte d'un ou de deux circuits de l'axe Creys - Saint Vulbas.

Selon l'emplacement choisi, la nouvelle production aggraverait tout ou partie des contraintes de transit sur les lignes des Alpes en direction de l'Italie et pourrait en créer de nouvelles vers la Bourgogne et la Suisse.

L'installation d'une telle production supplémentaire saturerait donc les lignes électriques en heures pleines en aval du poste de raccordement et nécessiterait donc le renforcement du réseau 400 000 volts.

### **c) Conclusion**

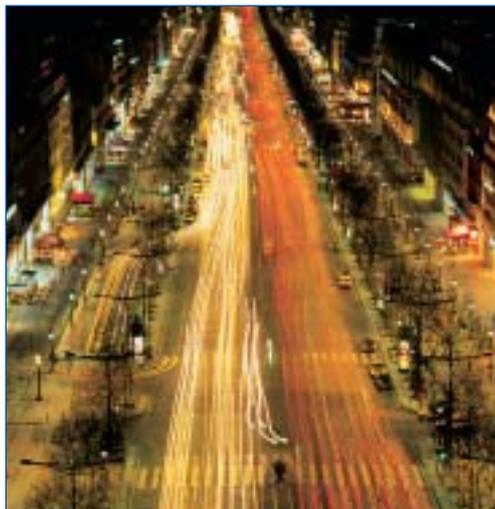
Comparativement au renforcement de l'axe Lyon-Chambéry, augmenter la « production locale » n'apporte donc pas de réponse technique satisfaisante aux besoins du réseau. Les contraintes consécutives à un incident affectant l'axe Creys - Saint Vulbas peuvent être résolues mais :

- les moyens de production à installer sont très importants en volume ;
- le démaillage du réseau à Albertville et Grande Ile doit être maintenu ;
- des contraintes induites sur le réseau peuvent à leur tour conduire à limiter l'utilisation des centrales hydrauliques des Alpes, ce qui est paradoxal.

En outre, sur la base d'une production en cycle combiné gaz (supérieur à 600 euros/kilowatts, hors coûts d'exploitation) il faudrait investir plus de 1,5 milliards d'euros pour 2 600 mégawatts de moyens de production supplémentaires. Cela représente environ 15 fois le coût du renforcement de l'axe Lyon-Chambéry proposé par RTE.

### 5-3 Maîtriser la demande d'électricité

La connaissance des potentiels de maîtrise de demande d'électricité (MDE) est un point essentiel pour RTE. En effet, RTE est chargé de proposer aux pouvoirs publics les développements nécessaires du réseau de transport d'électricité, à moyen et long terme. Dans ce cadre, le rôle de RTE est bien d'adapter les projets de développement de réseau aux besoins des consommateurs, et donc d'intégrer dans les hypothèses d'évolution de la consommation en énergie électrique, puis dans le dimensionnement des projets de réseau, les résultats des actions de MDE envisagées ou voulues dans une région donnée.



Toutefois, il n'entre pas dans les missions de RTE de participer directement à des actions de MDE, car le gestionnaire du réseau de transport ne peut intervenir sur le marché de l'énergie. En effet, toute action de MDE ciblée chez des clients, par exemple, serait discriminatoire car pouvant donner un avantage concurrentiel à tel client plutôt qu'à tel autre.

Aujourd'hui, on dispose d'un premier retour d'expérience sur les études menées en colla-

laboration avec l'ADEME et des opérateurs du secteur énergétique sur le bassin annécien, dont le renforcement électrique fait l'objet d'une concertation approfondie. Ainsi, il apparaît qu'un programme très volontariste de maîtrise de la demande d'électricité déboucherait sur des gisements de l'ordre de 10 % de la consommation appelée, à un horizon de 10 ans. En pratique, cela correspondrait plus à un lissage dans le temps de l'évolution des consommations électriques qu'à une réelle diminution de la puissance appelée.

Dans le cas de la Savoie, un programme volontariste de MDE pourrait laisser espérer une diminution de la puissance appelée à la pointe de la demande de l'ordre de 120 mégawatts (sans préjuger de la nature de ces actions, ni de leur coût, ni des opérateurs capables de les mettre en œuvre).

En comparaison, examinons le niveau de puissance à « effacer » pour faire disparaître les risques liés à la perte d'un circuit sur l'axe Creys - Saint Vulbas. Les études menées par RTE se sont volontairement placées dans la configuration la moins sévère vis-à-vis des contraintes de réseau, qui minimise l'appel de puissance nécessaire. Il s'agit alors de la situation la plus défavorable pour le système électrique : le réseau est « démaillé » aux postes d'Albertville et de Grande Ile, et le pompage nécessaire aux STEP est stoppé.

Dans ces conditions, les études montrent qu'il faudrait diminuer l'appel de puissance dans la zone d'action des postes de Grande Ile, Albertville et La Praz<sup>1</sup> de plus de 500 mégawatts pour pouvoir faire face à la perte d'un circuit sur l'axe Creys - Saint Vulbas en heures pleines (ou en heures creuses à pompage nul). Cela représente environ 40 % de la consommation locale. Cette valeur est nettement supérieure au potentiel de 120 mégawatts en MDE précédemment évoqué.

<sup>1</sup> C'est-à-dire sur une partie du département de la Savoie.

L'élargissement d'actions très volontaristes de MDE à l'ensemble de la Savoie, une partie de la Haute-Savoie et à la région grenobloise (zone d'action des postes 400 000 volts de Grande Ile, Albertville, La Coche, La Praz, Villarodin, Génissiat, Bois Tollot et Champagnier) doublerait le gain potentiel sur la puissance de pointe (gain qui pourrait alors passer de 120 mégawatts à environ 250 mégawatts - toujours sans préjuger de la nature de ces actions, ni de leur coût).

Toutefois, l'effet de ces actions de MDE (et en particulier la baisse induite de la consommation en Haute Savoie) provoquerait une modification des transits sur chacune des lignes 400 000 volts. Les études montrent qu'avec une telle répartition des flux, il faudrait diminuer l'appel de puissance, dans la zone d'action des postes précédemment cités, d'environ 1 500 mégawatts (et non plus 500 mégawatts) pour pouvoir faire face à la perte d'un circuit sur l'axe Creys - Saint Vulbas en heures pleines (ou en heures creuses à pompage nul). Cette valeur représente 60 % de la consommation de la zone, ce qui est très largement supérieur au potentiel de 250 mégawatts précédemment évoqué.

Le gisement maximal de MDE que l'on peut espérer en Savoie n'est donc pas à la hauteur de la problématique. Une démarche de maîtrise de la demande d'électricité, même volontariste, ne peut donc offrir une solution au problème urgent et actuel posé par le maillon faible Chaffard - Grande Ile.

#### 5-4 Combiner les solutions alternatives

Examinons maintenant une alternative combinant l'installation de centrales de production locale et un programme fort de MDE.

Si l'on reprend le chiffre volontariste d'un programme de MDE permettant une baisse de la puissance de pointe de l'ordre de 10 % (donc environ 120 mégawatts pour la Savoie), près de

2 500 mégawatts de production supplémentaire doivent alors être installés en Savoie et alentours.

Les conséquences inacceptables (mentionnées au chapitre précédent) en terme d'évacuation vers l'Italie, la Suisse et la Bourgogne, restent les mêmes.

Là encore, il n'est pas possible de déboucher sur une solution satisfaisante.

#### RÉSUMÉ

*Les aménagements de la production demandés aux différents producteurs par RTE ne sont pas suffisants pour résoudre les problèmes posés par la faible capacité de la ligne Chaffard - Grande Ile. L'alternative de l'augmentation de la production locale a été étudiée : elle nécessiterait des investissements 15 fois supérieurs au coût du remplacement de la ligne, ne permettrait pas de se passer du « démaillage » et aurait, à certaines heures, des répercussions sur le réseau. La maîtrise de la demande d'électricité, examinée elle aussi, n'est pas à la hauteur de la problématique posée. Enfin, la combinaison de l'augmentation de la production locale et de la maîtrise de la demande d'électricité ne débouche pas non plus sur une solution satisfaisante.*



