

Perspectives énergétiques de la Confédération : à examiner d'un œil critique

La Suisse doit prendre des décisions importantes dans le domaine de la politique énergétique. A long terme, l'approvisionnement en énergie doit être suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement. Les nouveaux défis que représentent le changement climatique global et les coûts d'extraction croissants des énergies fossiles appellent à une stratégie à long terme cohérente. Dans cette perspective, le DETEC a élaboré quatre scénarios. Le 21 février 2007, le Conseil fédéral a pris une première décision de principe sur l'orientation de la politique énergétique.

Position d'economiesuisse

La Suisse doit éviter le risque des pénuries d'électricité. Le Conseil fédéral a d'ores et déjà déclaré qu'il faudrait remplacer les centrales nucléaires existantes par de nouvelles, et il a eu raison. Même si l'efficacité énergétique continuera de jouer un rôle important à l'avenir, il faut être conscient que les interventions de l'État dans ce domaine n'amènent que des résultats limités. L'utilisation plus efficace de l'énergie ne se décrète pas. Par ailleurs, les scénarios fédéraux montrent que la politique proposée par la gauche et les Verts serait extrêmement onéreuse et qu'elle ne garantirait aucunement la sécurité de l'approvisionnement.

30 avril 2007

Numéro 10

dossierpolitique

Pour une politique énergétique réaliste

Comment couvrir la pénurie d'électricité ?

Ces prochaines années, le monde politique devra prendre position par rapport aux objectifs de protection du climat après 2012. La loi sur le CO₂, qui arrivera à échéance en 2012, devra être adaptée à l'horizon 2020 et au delà. Les plus anciennes centrales nucléaires de Suisse arriveront en fin de parcours entre 2019 et 2022. En outre, les contrats d'importation à long terme expireront les uns après les autres. Il faut par conséquent réfléchir à la manière dont nous pourrions combler la pénurie d'électricité qui en résultera.

Après une longue période pendant laquelle les prix des hydrocarbures étaient bas, le monde est confronté à une forte hausse du niveau des prix du pétrole et du gaz naturel. L'augmentation des prix tient davantage à une hausse des coûts d'extraction qu'à une raréfaction des ressources. En outre, la demande mondiale a radicalement changé avec la forte demande énergétique des pays émergents d'Asie et en particulier la progression massive de la demande de la Chine et de l'Inde.

Les craintes relatives à des pénuries d'énergie, à la suite de l'ouragan Katrina ou de restrictions temporaires des livraisons de gaz à destination de l'Europe par exemple, ont remis la sécurité de l'approvisionnement au goût du jour ces dernières années.

Scénarios : les tendances ne correspondent plus aux prévisions

Des experts ont élaboré, à la demande du Conseil fédéral, quatre stratégies possibles pour la politique énergétique future sur la base de scénarios exhaustifs. Pour ce faire, les experts se sont basés sur des tendances à long terme, qui ne correspondent d'ailleurs plus nécessairement aux prévisions actuelles. Ainsi, les hypothèses relatives à l'évolution démographique et à la croissance économique apparaissent trop basses (cf. tableau 1). En conséquence, l'estimation de la consommation d'énergie totale est trop faible. De même, les hypothèses relatives aux prix du pétrole brut se révèlent aujourd'hui irréalistes, car trop basses. Les experts ont essayé d'illustrer, au moyen de calculs de sensibilité, comment le système énergétique réagirait à une croissance économique plus forte, à des prix d'énergie élevés, etc. Il est néanmoins pertinent de se poser des questions quant au choix des hypothèses. Cela explique notamment pourquoi l'augmentation de la consommation d'électricité est inférieure aux prévisions et le fait que le remplacement du mazout, dont le prix a augmenté, par d'autres systèmes de chauffage, est moins fort que prévu.

Tableau 1 : hypothèses fondamentales « tendance »

	1990	2000	2035
Population en mio.	6.80	7.21	7.57
PIB réel (en mrd fr.)	387.9	422.76	572.33
Prix du pétrole brut réel (dollars/baril)	31.23	28.99	33.40

Scénarios de référence pour élaborer plusieurs politiques énergétiques

Scénario I « Poursuite de la politique actuelle »

Le scénario I « Poursuite de la politique actuelle » se fonde sur les mesures légales en vigueur à l'heure actuelle. Il prend aussi en considération une évolution « naturelle » de l'efficacité énergétique. Ce scénario prend en compte la législation fédérale, mais aussi les prescriptions cantonales dans le domaine du bâtiment. Ces dernières sont censées s'adapter lentement aux progrès techniques. Les experts tablent aussi sur de faibles taux d'assainissement des bâtiments. Les prescriptions techniques en matière de technique énergétique et les conventions d'objectifs aux termes de la loi sur l'énergie sont maintenues et adaptées aux progrès techniques, mais avec un décalage. Compte tenu des connaissances actuelles, le scénario I correspond en fait à une stratégie du « moins bien que jusqu'ici ». En ce qui concerne les objectifs écologiques, l'évolution de ce scénario de référence est trop pessimiste par rapport à ce que l'on peut raisonnablement attendre.

Scénario II « Collaboration renforcée » Le scénario II s'appuie également sur une palette de mesures légales. Intitulé « Collaboration renforcée entre l'État et l'économie », il prévoit un durcissement modéré des prescriptions techniques et l'introduction d'une taxe CO₂ sur les combustibles, cette dernière continuant de servir de base à la conclusion de conventions d'objectifs entre l'État et l'économie après 2010. En outre, il prévoit le maintien du centime climatique sur les carburants jusqu'en 2035. Un nouveau centime climatique encouragera une utilisation rationnelle de l'électricité. La promotion de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables s'appuiera sur la rémunération des coûts supplémentaires, financée par un supplément sur les tarifs du réseau, comme le prévoit la loi sur l'approvisionnement en électricité.

Scénario III « Priorités nouvelles » Le scénario III « Nouvelles priorités » prévoit une réorientation des objectifs de politique énergétique. Contrairement aux scénarios I et II, il examine quelles mesures légales permettraient d'atteindre les objectifs fixés. Ce faisant, on part de l'idée que la protection du climat, l'efficacité énergétique et une gestion économe des ressources seront érigées en priorités à l'échelle mondiale et qu'une vaste harmonisation internationale des objectifs et des législations aura lieu. Ce scénario n'est guère réaliste car il prévoit un renchérissement massif des énergies non renouvelables et de l'électricité à la suite de l'introduction d'une taxe d'incitation dès 2011. Les prix du mazout et de l'essence devraient doubler, sur la base d'un prix réel du pétrole brut de 30 dollars/baril. Dans le cas de l'électricité, la hausse serait de 50 %. En plus, des prescriptions techniques strictes seraient introduites. Un durcissement régulier des prescriptions relatives à la consommation d'énergie des bâtiments et des appareils permettra d'élever le seuil de rentabilité, ce qui revient en réalité à une régulation de la consommation digne de l'économie planifiée.

Scénario IV « Société à 2000 watts » Le scénario IV part du principe que la société 2000 à watts sera en place d'ici à 2100. Dans cette perspective, la consommation d'énergie finale par habitant et les émissions de CO₂ totales devraient être réduites de 35 %, de façon linéaire, entre 2000 et 2035. Comme dans le scénario III, on part de l'idée que les politiques énergétiques et climatiques seront harmonisées à l'échelle internationale. En outre, cela implique l'avènement de nouvelles technologies clés comme des installations de mesure et de réglage visant à optimiser les besoins en chaleur et en électricité, des techniques de réduction de la consommation des processus industriels et l'existence de véhicules automobiles légers. Ce scénario prévoit une modification forcée des structures. Le besoin de surfaces dans le secteur des services diminue et les constructions se densifient dans les zones d'habitation. Les transports continuent de se développer, sachant que le trafic ferroviaire est multiplié par deux (dans les scénarios I à III il augmente d'un tiers). L'offre d'agents énergétiques se modifie progressivement sous l'influence de l'État. Les énergies renouvelables deviennent la norme pour le chauffage. Le scénario IV s'appuie également sur une taxe d'incitation qui, comparativement au scénario III, entraîne une augmentation supplémentaire de 11 % pour l'essence et de 37 % pour l'électricité.

Demande d'énergie et efficacité énergétique

Demande d'énergie finale

Une politique décidée permet déjà d'importantes avancées Le scénario I table sur une demande d'énergie finale, en 2035, supérieure de 2 % seulement à celle enregistrée en 2000. L'efficacité énergétique croissante parvient tout juste à compenser la hausse de la consommation induite par la croissance de la surface d'habitation, de la production et des transports. Dans le scénario II, la demande totale diminue de 4 % par rapport à l'année de référence. Le scénario II représente déjà un progrès considérable par rapport à l'évolution observée entre 1990 et 2004, soit une augmentation de la consommation brute d'énergie de 13 %.

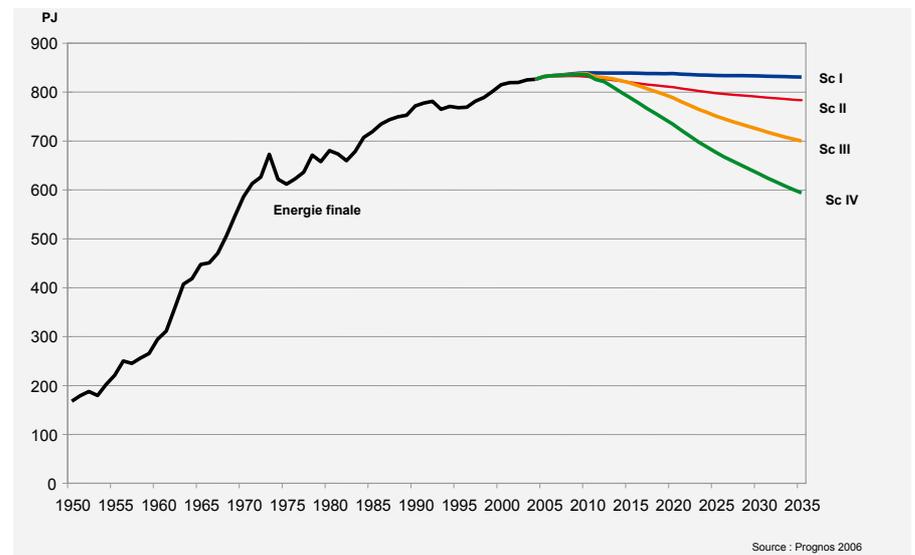
Les scénarios III et IV prévoient de réduire davantage la demande. D'ici à 2035, ils misent sur un recul de la demande totale de 14 % en deçà du niveau de 2000 pour le scénario III et de 27 % pour le scénario IV. Il faut rappeler que les scénarios III et IV fixent des objectifs en

matière de diminution de la demande, alors que dans les scénarios I et II la demande d'énergie évolue dans le cadre législatif actuel.

Dans le scénario I, une hausse du produit intérieur brut (PIB) réel supérieure de 21 % par rapport aux hypothèses de base entraîne une élévation de la demande d'énergie finale de 5 % à peine. Quant aux autres variantes de l'évolution des conditions-cadre, la progression de la demande d'énergie finale est encore inférieure. Avec un prix du pétrole brut réel supérieur, et donc plus réaliste, de 50 dollars/baril au lieu de 30 dollars/baril, la demande d'énergie finale recule de 3 %.

La demande d'énergie finale augmente de 2 % dans le scénario I. Dans les trois autres scénarios, elle est plus basse qu'aujourd'hui, parce que l'accroissement de la demande engendré par la croissance peut être compensé par une optimisation de l'efficacité énergétique.

Graphique 1 : Evolution de la demande d'énergie finale



Demande d'électricité

La demande d'électricité est corrélée à la croissance économique

L'évolution de la demande d'électricité présente une corrélation éminemment constante avec la croissance économique à long terme. Cette croissance dynamique de la consommation d'électricité se reflète également dans les scénarios. Même si les nouveaux appareils présentent une plus grande efficacité énergétique, la demande finale d'électricité progresse de 29 % d'ici à 2035 dans le scénario I. Elle augmente de 38 % si on tient compte de pertes de transport et de distribution ainsi que de la consommation des pompes-turbines actuelles et prévues. La hausse de la demande d'énergie finale est moins élevée, dans le scénario II, mais elle atteint tout de même 23 %.

Dans tous les scénarios, il est difficile de maîtriser la consommation d'énergie

Dans les scénarios III et IV, aussi, il est difficile de maîtriser la consommation d'électricité, malgré la délocalisation à l'étranger des productions gourmandes en électricité, suite à un alourdissement massif des coûts. Selon le scénario III, la consommation d'électricité attendue en 2035 serait encore 13 % supérieure à celle de 2000. En revanche, dans le scénario IV elle serait de 2 % inférieure. Mais elle est de 8 % supérieure si l'on tient compte de la consommation des pompes d'accumulation existantes et prévues et des pertes de transmission et de distribution.

Coûts et utilité d'une optimisation de l'efficacité énergétique dans les scénarios III et IV

Les scénarios III et IV ne sont possibles qu'avec une intervention massive de l'État

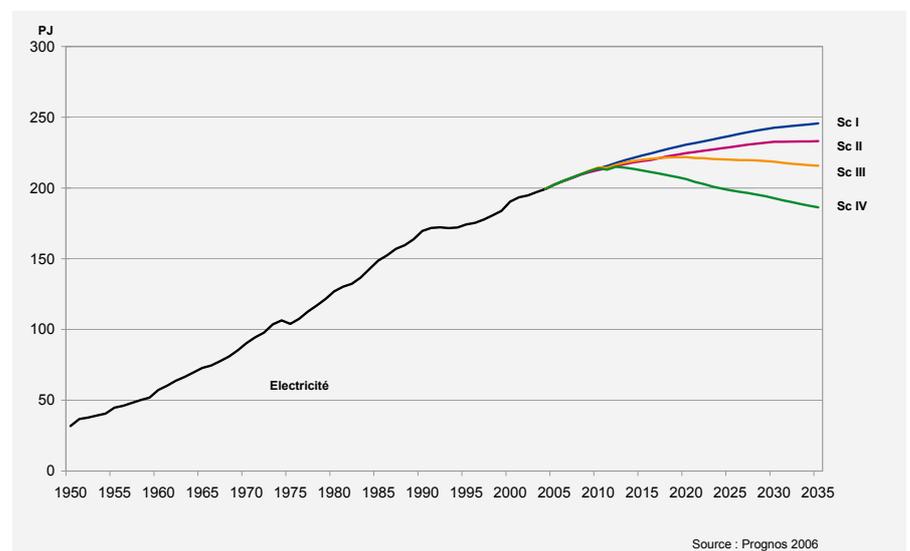
Les mesures visant à maximiser l'efficacité énergétique considérées dans ces deux scénarios sont en moyenne d'ores et déjà rentables aux prix actuels de l'énergie. Cependant, elles ne se concrétisent que lentement et partiellement parce qu'elles n'ont pas la priorité par rapport à d'autres investissements, parce qu'elles nécessitent du temps et des capitaux, suscitent des conflits d'intérêts entre investisseurs et utilisateurs et du fait d'autres entraves. Des interventions étatiques massives, conformément à celles des scénarios III et IV, sont supposées accélérer la réalisation de ces investissements et en accroître la portée.

Énorme redistribution et politique industrielle peu souhaitable

Le renchérissement de l'énergie et l'effet de redistribution des taxes d'incitation augmentent les investissements dans l'efficacité énergétique de 350 francs par habitant au maximum dans le scénario III et de 560 francs par habitant au maximum dans le scénario IV. Annuellement, ces investissements représenteraient 1 % du PIB au maximum dans le scénario IV. Les capacités dans le secteur du bâtiment devraient augmenter de 20 % environ par rapport à aujourd'hui. Si on compare les investissements aux coûts de l'énergie finale économisés, le bilan microéconomique est positif. Le bilan macroéconomique pourrait se révéler moins favorable, car une telle politique industrielle entraînerait un gonflement du secteur de la construction, dont la croissance est lente, tout en bannissant de Suisse des domaines technologiques importants et internationalement concurrentiels (chimie, métaux).

L'augmentation de la demande d'électricité atteint jusqu'à 29 % selon les scénarios

Graphique 2 : Evolution de la demande d'électricité



Evolution de l'offre d'énergie

Electricité produite à partir d'énergies non renouvelables

Très long délai pour la mise en service de centrales nucléaires

Le développement des systèmes de sécurité des centrales nucléaires s'est poursuivi dans les années 1990. Il a donné naissance aux centrales nucléaires de troisième génération, qui se caractérisent par une puissance supérieure, des risques d'accidents inférieurs, une gestion des incidents améliorée ainsi qu'une utilisation des combustibles optimisée. La puissance, très élevée, de toute nouvelle centrale entraîne des excédents d'exportation les premières années de leur exploitation. Cela suppose une bonne intégration dans le réseau à haute tension et des possibilités de refroidissement. Les sites actuels sont donc les mieux adaptés pour ces installations. Les scénarios prévoient des délais de planification et d'obtention des autorisations extrêmement longs, excluant une connexion au réseau avant 2030.

Les centrales à gaz dépendent beaucoup de l'étranger

Les centrales à gaz modernes présentent des rendements élevés. Aucun des scénarios n'exclut le recours aux centrales à gaz dans le cadre d'une stratégie de transition. Le scénario III propose la cocombustion de gaz de bois à hauteur de 110 MW dans les installations de 550 MW de puissance totale. Les modélisations de l'économie gazière montrent qu'il est possible de construire des centrales à gaz presque partout dans le réseau suisse à haute pression. Si la Suisse mise entièrement sur les centrales à gaz, les importations de gaz naturel feront plus que doubler. Cela nécessiterait la mise en place de capacités de transport supplémentaires dans les pays voisins, de nouveaux gazoducs en Italie par exemple. Cette manière de procéder impliquerait également que les exploitants

Les installations décentralisées à couplage chaleur-force sont économiquement peu efficaces	<p>s'engagent suffisamment tôt dans la conclusion de contrats de prélèvement et de droits d'utilisation du réseau. La construction d'un grand nombre de centrales à gaz accroîtrait considérablement la dépendance à l'égard de l'étranger. Les producteurs de gaz naturel étant peu nombreux, cela pourrait coûter très cher.</p> <p>Dans les installations à couplage chaleur-force (CCF), une part importante des rejets de chaleur émis lors de la production d'électricité est utilisée. Les installations peuvent être conçues selon diverses techniques dans un large éventail de classes de puissance. Les potentiels sont limités par le besoin de chaleur existant. Comme on constate une certaine saturation des équipements rentables, on peut prévoir un développement modéré dans l'industrie, les bâtiments publics, les immeubles de services et les réseaux de chaleur à distance. Une extension des capacités impliquerait des subventions ou la création d'une position privilégiée pour ces installations. Dans le scénario III, de telles conditions permettraient de combler la pénurie d'électricité avec des centrales à couplage chaleur-force. Cependant, une majorité des installations devront être réalisées dans les petites classes de puissance, d'où une augmentation des coûts. De plus, l'infrastructure qu'il faudrait construire pour la distribution du gaz accroîtrait également les coûts.</p>
L'énergie hydraulique joue un rôle important	<p><i>Electricité produite à partir d'énergies renouvelables</i></p> <p>En 2005, 58,3 % de l'électricité helvétique a été produite à partir d'énergies renouvelables (56,5 % énergie hydraulique et 1,8 % les autres énergies renouvelables). Les petites centrales hydrauliques (centrales de moins de 10 MW), la biomasse (y compris 50 % des déchets organiques des usines d'incinération des ordures ménagères), l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne ont produit 4,2 TWh d'électricité. Certains experts attendent beaucoup, à long terme, de l'énergie photovoltaïque, de la biomasse et, depuis quelques années également, de la géothermie profonde. La contribution de la géothermie à la production d'électricité (et de chaleur) est particulièrement incertaine, car elle dépend de facteurs techniques encore peu connus.</p>
Contribution aléatoire des nouvelles énergies renouvelables	<p>Dans le scénario I, la production d'électricité des installations exploitant les énergies renouvelables existantes et à venir (grandes centrales hydrauliques non comprises) atteindra près de 4,7 TWh en 2035 (elle est encouragée par la rétribution du courant injecté et les forces du marché). Le scénario II, qui intègre les instruments de promotion de la loi sur l'approvisionnement en électricité, aboutit à la production de 8,9 TWh en 2035, à condition que l'utilisation des moyens soit optimisée. Le scénario III table sur la production de 19,7 TWh grâce au développement maximal des énergies renouvelables. Ce scénario suppose en particulier une percée dans le domaine de la géothermie d'ici 2020 et la mise en exploitation d'environ 120 installations de géothermie d'une puissance de 5MW d'ici 2035. Le scénario IV permet la production de 13,5 TWh au maximum. La géothermie fournirait, ici aussi, la plus grande contribution avec 45 centrales.</p> <p>Les centrales hydrauliques jouent un rôle crucial dans tous les scénarios. Le renouvellement de centrales existantes permettrait de compenser de justesse la diminution de la production future, de 0,9 TWh, découlant de la mise en œuvre des dispositions relatives aux débits résiduels de la loi sur la protection des eaux. Une nouvelle diminution des débits résiduels est toutefois possible après 2035. Tous les scénarios prévoient le développement de centrales de pompage-turbinage qui fourniront 5,1 TWh de courant de pointe. Le développement des petites installations hydrauliques (de moins de 10 MW), prévu dans le scénario II, contribue à la production d'électricité à hauteur de 2,5 TWh. Le scénario III mise sur la construction de nouvelles centrales hydrauliques de petite ou de grande taille, au choix. Dans les deux cas, l'extension de la puissance hydraulique représente 4,1 TWh au total.</p>
Déjà 50 % du potentiel du bois est utilisé	<p><i>Chaleur produite à partir d'énergies renouvelables</i></p> <p>Le bois est une source d'énergie traditionnelle en Suisse. Elle revêt toujours une certaine importance en matière de chauffage, en particulier dans les régions rurales. Pour utiliser la totalité de son potentiel, il faudrait multiplier par deux la quantité consommée en 2000. Cependant, une telle évolution entrerait en conflit avec la consommation de bois de l'industrie du bois, du papier et du carton. En outre, les exigences en matière de protection</p>

De bonnes perspectives pour le chauffage solaire	<p>de l'air (particules fines) entraînent des coûts supplémentaires considérables, en particulier pour les petites installations.</p> <p>Les collecteurs solaires gagneront en importance pour les maisons individuelles, car les propriétaires attribuent une grande valeur à la sécurité de l'approvisionnement et à l'indépendance. Les installations solaires stimulent en outre le respect de normes de construction élevées.</p>
Augmentation de l'utilisation de pompes à chaleur	<p>Les attentes quant aux possibilités futures des pompes à chaleur sont élevées en raison de leur potentiel de réduction du CO₂. Le scénario I prévoit la saturation du marché des constructions de maisons individuelles et jumelles. Une croissance importante restera possible dans d'autres domaines, en particulier pour le remplacement des installations de chauffage dans les immeubles faisant l'objet d'un assainissement énergétique. Dans le scénario IV, le potentiel technique est fortement exploité. Il prévoit aussi une réduction du prix de l'électricité dans les cas où une installation n'est pas économiquement rentable, en particulier pour les immeubles de plusieurs logements.</p>
Les promesses de la 2 ^{ème} génération de biocarburants	<p><i>Carburants issus de sources renouvelables</i></p> <p>Les biocarburants constituent un élément important de la stratégie de l'Union européenne et des États-Unis en vue de réduire les émissions de CO₂. Le choix des cultures est déterminé par les programmes de subvention nationaux et la politique agricole. Des pays comme le Brésil ont des possibilités de production et des débouchés avantageux : ils peuvent produire de l'éthanol à partir de la canne à sucre en dégageant des rendements élevés. Contrairement à la fabrication de biocarburants à partir de plantations agricoles, celle basée sur les déchets organiques n'entre pas en concurrence avec la production alimentaire. Le bilan énergétique et les conséquences sur la protection du climat pourront être fortement améliorés avec les biocarburants de deuxième génération disponibles à l'avenir. La question de la dépendance de la Suisse envers l'importation de biocarburants, relativement bon marché, deviendra d'actualité.</p>
Augmentation du coût de l'électricité produite avec des énergies renouvelables	<p>Coût de l'électricité produite avec de nouvelles centrales</p> <p>En règle générale, les coûts de production des énergies renouvelables et des autres agents énergétiques diminuent au fur et à mesure que le nombre de centrales augmente. On construit d'abord des centrales dans les sites aux coûts les moins élevés. Les solutions comparativement les plus avantageuses sont les petites centrales hydrauliques, les déchets organiques dans les usines d'incinération des déchets, les gaz de décharge dans les usines d'épuration des eaux usées et la production d'électricité à partir de biogaz. Cependant, le potentiel des classes de puissance avantageuses est limité. Autrement dit, une fois qu'il sera épuisé, il faudra construire des centrales plus coûteuses. Un grand nombre d'installations existent déjà, leur construction ayant été encouragée via les mesures de promotion de la loi sur l'énergie ou des labels de production verts. Les calculs prévisionnels montrent que les coûts marginaux de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables iront croissant.</p>
L'énergie nucléaire est avantageuse	<p>Les centrales nucléaires sont exploitées 24 heures sur 24 en raison en vue de produire de l'électricité en ruban. Dès lors que les règles de sécurité sont respectées, elles peuvent être exploitées pendant des décennies. Pour produire durablement à des coûts avantageux, les centrales nucléaires requièrent de longues périodes d'exploitation et la garantie que l'énergie en ruban produite sera vendue. Il existe un risque de planification, car la réalisation des projets requiert une longue période de préparation et des décisions politiques (référendum facultatif pour l'autorisation). Il existe d'autres risques de coûts, mais ils sont bien moindres. Si le peuple les accepte, la construction de nouvelles centrales nucléaires constitue la solution la plus avantageuse pour la production d'électricité en ruban.</p>
Risque pour les prix avec les centrales à gaz	<p>Dans les centrales à gaz, le coût élevé des combustibles fait augmenter les coûts de production. Par conséquent, le risque de prix n'est pas insignifiant. Il dépend notamment de la mesure dans laquelle l'augmentation des prix du gaz naturel et les frais consentis en vue de réduire les émissions de CO₂ peuvent être répercutés sur le prix du marché de l'électricité. Ces centrales présentent un inconvénient majeur par rapport à la combinaison</p>

Couplage chaleur-force très coûteux

actuelle alliant énergie hydraulique et énergie nucléaire, à la fois avantageuse et largement indépendante des fluctuations des prix des combustibles. S'il fallait produire l'énergie en ruban exclusivement dans des centrales à gaz, il ne serait pas possible de couvrir les coûts de production.

Les coûts de production des centrales à couplage chaleur-force utilisant des énergies fossiles varient fortement. Ces coûts dépendent essentiellement des possibilités d'optimisation (priorité donnée à la production d'électricité ou de chaleur ; centrales d'assez grande taille et nombre limité d'heures d'exploitation ou installation de taille relativement petite fonctionnant un nombre d'heures élevé).

La pénurie d'électricité

Si les capacités ne sont pas développées entre 2005 et 2035, une pénurie d'électricité apparaîtra dès 2018, voire 2020. Suivant les scénarios, elle sera comprise 5 et 22,3 TWh en 2035 (cf. tableau).

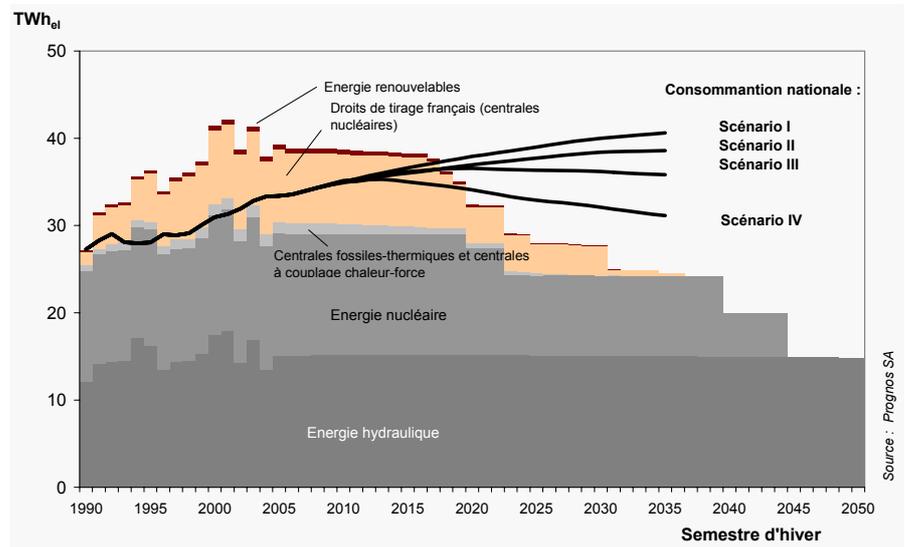
Le moment où la pénurie surviendra dépend peu de la demande d'électricité, puisque celle-ci commence par croître dans tous les scénarios. Par contre, le besoin de nouvelles capacités de production est sensiblement plus important à long terme dans le scénario I que dans le scénario IV. Le graphique ci-dessous montre la consommation nationale augmentée de la consommation des pompes-turbines pour un semestre d'hiver moyen. Il montre en outre, la production des centrales existantes en 2005 (comme la durée d'exploitation des centrales nucléaires est limitée, leur production diminue).

**Pénurie d'électricité en 2035
(sans extension des capacités)**

Scénario I	22,3 TWh
Scénario II	18,6 TWh
Scénario III	13,5 TWh
Scénario IV	5,0 TWh

Une pénurie d'électricité apparaîtra dès 2018, voire 2020, si les capacités de production ne sont pas développées

Graphique 3 : Une pénurie d'électricité apparaîtra dès 2018, voire 2020, si les capacités de production ne sont pas développées



L'ampleur de la pénurie d'électricité dépend de la durée d'exploitation des centrales nucléaires

Raccourcissement ou prolongation de la durée d'activité des centrales nucléaires

Si on réduit la durée d'exploitation de toutes les centrales nucléaires à 40 ans (au lieu de 50 ans pour les centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg et de 60 ans pour celles de Gösgen et de Leibstadt), la pénurie surviendrait en 2013. Les premières années, elle ne diffère que peu (à l'exception du scénario IV), mais elle s'accroît ensuite avec la mise hors exploitation de la centrale nucléaire de Gösgen en 2018. Si la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Beznau et de Mühleberg est prolongée à 60 ans, une pénurie surviendra dès 2018 dans les scénarios I à III. Par contre, dans le scénario IV, des capacités de production supplémentaires ne seraient nécessaires qu'à partir de 2030. Ci-après, nous

postulerons la variante principale, à savoir une durée d'exploitation de 50 et 60 ans respectivement.

Couverture de la pénurie d'électricité

De longues procédures impliquent des solutions intermédiaires coûteuses

Pour l'après-2035, on observe que les grandes installations centralisées ont des cycles de remplacement plus longs que les installations décentralisées. Ces dernières permettent de bénéficier plus rapidement des progrès techniques.

En attendant la mise en exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire, il serait possible de combler le manque d'électricité dans les scénarios I et II non pas par des importations d'électricité mais au moyen de centrales à gaz installées en Suisse. Des équipements décentralisés seraient plus judicieux pour les scénarios III et IV, car ces derniers envisagent une demande relativement faible. En l'occurrence, il faudrait développer les énergies renouvelables (en particulier la géothermie) parallèlement à la construction de coûteuses petites installations à couplage chaleur-force.

Dans le scénario III, il faudra 12,1 TWh d'installations CCF alimentées aux énergies fossiles et 9,6 TWh d'énergies renouvelables, tandis que le IV, qui prévoit une pénurie nettement plus faible, nécessitera 7,6 TWh et 6,2 TWh respectivement. Dans le scénario III, la variante combinée favorisée par le DETEC allie centrales à gaz et énergies renouvelables. Elle requiert, pour la production de courant, deux centrales à gaz supplémentaires en plus de la centrale de Chavalon pour laquelle on postule la cocombustion de gaz de bois à hauteur de 20 %. Quelque 8,1 TWh produits à partir d'énergies renouvelables (sans les grandes centrales hydroélectriques) seront encore injectés dans le réseau à l'horizon 2035. Une quarantaine de centrales géothermiques y contribueraient à hauteur de 1,5 TWh.

Des importations chères et peu sûres

Enfin, il serait également possible de couvrir la pénurie par des importations d'électricité. Des entreprises suisses peuvent par exemple acquérir des participations dans des centrales étrangères (centrales nucléaires, production fossile thermique). Des contrats de prélèvement à long terme sont aussi possibles dans un marché ouvert, mais ils doivent être limités dans le temps et ne pas bloquer toute la capacité du réseau. Il y a lieu de penser que les nouveaux contrats de prélèvement à long terme ou les participations ne pourront se conclure qu'à un prix marginal bien plus élevé qu'aujourd'hui. Le prix des importations d'électricité produites à partir d'énergies fossiles augmentera probablement à l'avenir puisqu'il faudra y ajouter les coûts destinés à diminuer les émissions de CO₂ et ceux en lien avec le commerce de certificats CO₂ au sein de l'UE. S'agissant des importations de courant « vert », il faut s'attendre à ce qu'on doive cofinancer les coûts de production, qui seront encore assez longtemps supérieurs au prix du marché, et la régulation assurée par des centrales dans le pays de provenance ou par des centrales d'accumulation en Suisse. Ces centrales de réserve sont nécessaires, compte tenu du caractère intermittent de la production de courant d'origine solaire ou éolienne.

« De récents rapports du European Transmission System Operators (ETSO) mettent en garde contre une détérioration rapide de la fiabilité du réseau européen en raison du nombre insuffisant de centrales sur le continent européen

En ce qui concerne les capacités du réseau transfrontalier, des incertitudes existent quant à la disponibilité et aux coûts de l'utilisation du réseau. Actuellement, la Suisse a des droits d'importation de courant européen équivalents à 2500 MW. Une stratégie axée uniquement sur les importations nécessiterait des capacités de réseau supplémentaires de 1250 MW. Selon ses exploitants, le réseau de transport suisse permet d'assurer physiquement des importations nettes d'énergie en ruban à concurrence de 3750 MW. Néanmoins, on relève que personne n'est actuellement en mesure de prédire quels seront les flux en 2035. De récents rapports du European Transmission System Operators (ETSO) mettent en garde contre une détérioration rapide de la fiabilité du réseau européen en raison du nombre insuffisant de centrales sur le continent européen. A l'horizon considéré, la Suisse ne peut pas compter sur des possibilités d'importation supplémentaires, car ces dernières dépendent des capacités de transport et de production disponibles dans les pays voisins.

Coûts pour couvrir de la pénurie d'électricité

Pour permettre de comparer les variantes d'offre, on actualise les coûts de développement des capacités de production. S'agissant des centrales nucléaires, tous les coûts sont pris en compte. En ce qui concerne les centrales à gaz, le coût des mesures visant à éviter les émissions de CO₂ liées à la production indigène ainsi que le prix d'achat de certificats européens dans le cadre des importations de courant sont compris.

Dans tous les scénarios, les coûts de couverture de la pénurie sont les plus bas avec le développement conséquent de l'énergie nucléaire

Dans tous les scénarios, les coûts de couverture de la pénurie, en centimes par kWh, sont les plus bas avec le développement de l'énergie nucléaire : 3,9 ct./kWh dans le scénario I et 4,3 à 4,4 ct./kWh dans les autres scénarios.

Par contre, s'il faut combler la pénurie uniquement avec des centrales à gaz, les coûts se montent à 4,4 ct./kWh dans le scénario I, à 4,7 ct./kWh dans le scénario IV et à 5,3 ct./kWh dans le scénario III, celui recourant à la cocombustion de gaz de bois. Il faut noter toutefois que ces coûts sont calculés sur la base de prix des combustibles 50 % plus bas qu'aujourd'hui.

Si on mise sur le couplage chaleur-force, les coûts représenteraient 7,5 ct./kWh dans le scénario IV et 8,1 ct./kWh dans le scénario III. Ici aussi les calculs se fondent sur des prix de combustibles bas.

Si on mise uniquement sur les énergies renouvelables, les coûts spécifiques représenteraient 7,0 ct./kWh dans le scénario IV et 7,2 ct./kWh dans le scénario III.

Le scénario I est le plus avantageux en ce qui concerne les coûts de production en ct./kWh. Plus la pénurie est importante, plus les solutions centralisées sont avantageuses.

Les coûts totaux requis pour couvrir la pénurie varient passablement. Le scénario IV paraît le plus avantageux – mais pas nécessairement le plus réaliste – du fait que la pénurie y est la plus faible. Si dans le scénario IV on couvrait la pénurie avec des centrales nucléaires, cela coûterait 8,7 mrd fr., alors que le recours aux énergies renouvelables et au couplage chaleur-force coûterait 17,5 mrd fr. Les grandes centrales sont la solution la plus avantageuse dans les scénarios I et II : des centrales nucléaires coûteraient 15,1 mrd fr. et des centrales à gaz 18 mrd fr. Le recours à des centrales CCF alimentées aux énergies fossiles, dans le scénario III, serait bien plus coûteux. Etant donné que les variantes avec des centrales à gaz ou des centrales CCF s'appuient sur un prix du pétrole de 30 dollars/baril, les coûts indiqués représentent un minimum.

Les coûts totaux pour couvrir la pénurie d'électricité varient d'un scénario à l'autre. La solution du scénario III, soit le recours à des centrales à couplage chaleur-force alimentées aux énergies fossiles, est la plus coûteuse.

Coûts des stratégies retenues

Stratégies retenues	Coûts (mrd fr.)
Scénario I et II avec remplacement des centrales nucléaires existantes et construction de nouvelles centrales nucléaires	15,1
Scénario I et II avec centrales combinées à gaz	18,0 (hypothèse : 30 dollars/baril de pétrole brut)
Scénario III avec centrales à couplage chaleur force alimentées aux énergies fossiles décentralisées	28,1 (hypothèse : 30 dollars/baril de pétrole brut)
Scénario IV avec énergies renouvelables et centrales à couplage chaleur-force alimentées aux énergies fossiles	17,5 (hypothèse : 30 dollars/baril de pétrole brut)

Sécurité de l'approvisionnement

Malgré les mesures très incisives du scénario IV, les importations d'énergie seraient inférieures d'un tiers seulement d'ici 2035 par rapport à celles du scénario I. Les scénarios se différencient peu en ce qui concerne la part des divers agents énergétiques. Il est difficile de diversifier encore davantage les agents énergétiques en fonction de leur genre, de leur pays provenance et des voies par lesquelles ils sont acheminés. La politique suisse doit continuer d'accorder une importance suffisante à la prévoyance des crises au niveau national (loi sur l'approvisionnement du pays) et international (Agence internationale de l'énergie). Mais des interventions effectuées sur ces bases ne doivent avoir lieu qu'en dernier recours pour limiter les dommages. Seule des décisions de politique énergétique prises en temps utile

« La Suisse est avant tout confrontée à un problème de charge de base, qui va s'accroître en raison de l'expiration des droits de prélèvement et de la désaffectation des centrales nucléaires existantes. »

permettront d'éviter des dommages économiques importants, en particulier en lien avec des investissements dans le secteur de l'électricité.

La Suisse est avant tout confrontée à un problème de charge de base, qui va s'accroître en raison de l'expiration des droits de prélèvement et de la désaffectation des centrales nucléaires existantes. Dans la perspective d'une pénurie d'électricité et d'éventuelles vagues de froid ou de chaleur, les nouvelles centrales de pompage-turbinage n'apportent pas de contribution importante à une sécurité d'approvisionnement stable à long terme. Cependant, elles contribuent dans une large mesure à l'optimisation du parc de centrales électriques. De nouvelles centrales, capables de produire toute l'année ou durant l'hiver entier, sont nécessaires. Ce socle de production peut être centralisé ou décentralisé ; il peut reposer sur des énergies conventionnelles ou sur des énergies renouvelables, suivant leur disponibilité. Comme les pénuries touchent également les pays voisins, les installations prévues pour y faire face doivent se trouver sur le territoire national (ou du moins à proximité de la frontière).

Les réserves mondiales de gaz naturel sont telles qu'une raréfaction des réserves conventionnelles ne sera probablement sensible qu'après 2035. Le développement des systèmes de transport et la dépendance croissante de l'Europe de l'ouest envers la Russie sont les points faibles de cette source d'énergie. Une solution que la Suisse doit également envisager, en particulier en lien avec la variante misant sur les centrales à gaz, est le développement des réserves saisonnières et stratégiques. Contrairement aux pays limitrophes, notre pays ne dispose pas sur son territoire de telles réserves, car on n'a pas trouvé de site géologiquement approprié. Il faut acheter aux fournisseurs de gaz naturel étrangers la flexibilité et les capacités de réserves nécessaires.

Si l'on veut combler la pénurie d'électricité surtout par des centrales à gaz, la Suisse devra importer davantage de gaz, ce qui nécessite une augmentation de la capacité des réseaux de transport de gaz à l'étranger. De plus, il faudrait conclure des contrats de prélèvement à long terme et négocier des droits d'utilisation du réseau et des centres de stockage. Au vu des règles européennes sur la libéralisation du marché du gaz, de telles possibilités sont limitées.

Evolution des émissions de CO₂

L'évolution des émissions de CO₂ en Suisse jusqu'en 2020 résulte presque exclusivement de la modification de la demande de combustibles et de carburants fossiles. En ce qui concerne l'évolution jusqu'en 2035, le mode et l'ampleur de la production d'électricité exercent en outre une forte influence. Les différences d'émission de CO₂ des différentes variantes en matière d'offre sont plus prononcées dans les scénarios I et II que dans les scénarios III et IV.

Le scénario prévoyant le recours aux centrales à gaz est toujours le moins avantageux en ce qui concerne les émissions de CO₂ et celui misant sur les centrales nucléaires le plus avantageux.

Evolution des émissions de CO₂ entre 2000-2035, en %

	Energie nucléaire	Centrales à gaz	Centrales à couplage chaleur-force	Energies renouvelables
Scénario I	-12	+5		
Scénario II	-21	-9		
Scénario III			-29	-36
Scénario IV			-43	-48

Coûts et efficacité des politiques énergétique et de protection du climat

Taxe d'incitation élevée

La politique énergétique et la politique de protection du climat sont cruciales pour les utilisateurs des infrastructures d'approvisionnement. Des mesures unilatérales visant à renchérir l'énergie nuiraient à l'attrait économique d'un pays, à moins qu'une harmonisation internationale des objectifs et des instruments disponibles ait lieu. Comme le montrent les différences entre les États membres de l'UE en ce qui concerne les objectifs

et les mesures mises en œuvre jusqu'ici en vue de satisfaire les engagements découlant du protocole de Kyoto, ce n'est pas une entreprise facile.

« Les coûts d'adaptation ainsi générés sont vraisemblablement plus importants que les économies réalisées »

La taxe d'incitation sur l'énergie élevée prévue par les scénarios III et IV rend les investissements visant à améliorer l'efficacité énergétique plus rentables. Cependant, il est exclu de faire cavalier seul dans ce domaine. Si ces hypothèses peu réalistes se réalisaient, les conséquences économiques seraient négatives. Il faut s'attendre à un recul limité de la consommation et de l'emploi, car des taxes conduisent obligatoirement à s'éloigner des solutions les plus avantageuses. Lorsque les effets sur le circuit économique sont pris en compte, les coûts d'adaptation ainsi générés sont vraisemblablement plus importants que les effets d'économie. Les études concluent qu'une politique forçant à économiser les ressources risque de provoquer des tensions sociales. Cette remarque vaut en particulier pour le scénario IV, qui présuppose des innovations dans de nombreux domaines.

Modifications constitutionnelles et nouvelles prescriptions

Conditions pour atteindre les objectifs des différents scénarios énergétiques

L'atteinte des objectifs requiert des investissements privés importants, un changement du comportement des individus et la mise en œuvre de nouvelles lois. Le scénario I demandera sous peu que des décisions soient prises (importations d'électricité, centrales à gaz ou nucléaires, renforcement des réseaux). La variante du scénario II se distingue de la situation actuelle en ce que la collaboration entre l'État et l'économie se poursuit au delà de 2010 et qu'elle est renforcée. Les acteurs, plus nombreux qu'aujourd'hui, devront coordonner leurs activités. Les normes appliquées aux bâtiments et aux appareils devront être adaptées plus rapidement qu'aujourd'hui aux évolutions techniques. Une taxe CO₂ sur les combustibles, une base législative introduisant un système de bonus-malus pour les voitures ainsi que des subventions massives en faveur de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, conformément à la loi sur l'approvisionnement en électricité, s'imposent. Une modification de la Constitution fédérale sera nécessaire pour introduire la redevance destinée à financer un « centime électrique », sur le modèle du centime climatique.

Les scénarios III et IV imposent d'autres interventions étatiques et des innovations techniques. Leurs objectifs et instruments requièrent un large consensus au sein de la société. Les normes spécifiques au domaine de l'énergie et la taxe d'incitation sur l'énergie devront être harmonisées au niveau international. Cela est peu réaliste, car l'UE, conformément au concept de politique climatique présenté en janvier 2007, ne prévoit pas d'introduire une taxe, mais mise sur le commerce de certificats d'émission de CO₂. La mise en œuvre des scénarios III et IV nécessite encore d'autres mesures. Ainsi, les cantons devront durcir leurs prescriptions sur les bâtiments ou il faudra réviser la Constitution fédérale pour confier cette compétence à la Confédération. Il faut également convaincre la population de l'utilité d'une taxe d'incitation sur l'énergie, ce qui nécessite également une modification de la Constitution. Si la politique énergétique suivait la voie décrite dans le scénario IV, les politiques de l'habitat et des transports devraient faire l'objet de nombreuses adaptations des lois et des politiques financières.

Une votation populaire sera nécessaire pour les variantes qui prévoient le remplacement des centrales nucléaires existantes et la construction de nouvelles centrales. En outre, la construction de nouvelles centrales gaz suppose la mise en place de conditions et d'exigences comparables à celles d'autres pays. Les conditions de la compensation des émissions de CO₂ pour les centrales à gaz, définies au cours de la session de printemps 2007, ne satisfont pas cette exigence.

Pour toute question :
urs.naef@economiesuisse.ch