

4 Description générale pour les scénarios TYNDP2016

Les Visions d'ENTSO-E englobent un large éventail de scénarios possibles qui modulent l'intégration européenne et la réalisation des objectifs de développement durable dans le cadre de la Feuille de route 2050 de l'UE. L'année 2030 est utilisée comme un point intermédiaire entre les objectifs énergétiques européens de 2020 et 2050. Sachant qu'il pourrait falloir plus de 10 ans pour construire de nouveaux raccordements au réseau, les Visions pour le TYNDP 2016 se projettent au-delà de 2020. Cependant, quand on se projette aussi loin, il devient plus difficile de prédire l'avenir. Par conséquent, l'objectif des Visions pour 2030 est de proposer des scénarios contrastés reflétant les mêmes conditions limites pour tous les pays, mais qui diffèrent suffisamment les unes par rapport aux autres pour définir un éventail crédible des futurs possibles correspondant à des enjeux différents pour le réseau. Afin de limiter le nombre de visions à long terme, nous avons choisi de travailler autour de deux axes principaux, décrits ultérieurement dans ce texte, et de limiter le nombre de visions à quatre. Les parties prenantes se sont plus que par le passé impliquées dans l'élaboration de scénarios et nous avons reçu des retours fortement positifs.

Un certain nombre d'intervenants ont exprimé le besoin de prendre en compte des périodes temporelles plus courtes et plus nombreuses que la vision unique de 2030 retenue dans le TYNDP 2014. Pour répondre à cette exigence, nous sommes en train d'élaborer un nouveau scénario pour le TYNDP 2016 afin de couvrir la période allant de 2016 à 2020. Ce nouveau scénario est appelé « Progrès envisagés » et couvre la période allant jusqu'en 2020. Ce scénario n'est pas directement lié aux 4 Visions 2030 mais représente une étape intermédiaire. Il est défini comme le dernier point dans le temps avant que les incertitudes n'atteignent un niveau nécessitant un éventail plus large de scénarios potentiels.

D'ici la publication du TYNDP 2016, la grande majorité des investissements réalisés en 2020 aura déjà, en grande mesure, été déterminée. Les changements potentiels du système d'alimentation concernant le transfert et du raccordement de la production thermique entre 2016 et 2020 sont beaucoup moins importants que ceux prévus pour 2030, en raison de la période entre ces deux échéances relativement courte comparée aux temps nécessaire au développement de l'infrastructure du réseau électrique (« Inertie de l'industrie »). La construction de centrales thermiques raccordées au réseau de transport et la construction de lignes de transport prennent généralement plus de 4 ans entre la planification et le début de l'exploitation. Au-delà de 2020, les 4 Visions fournissent le champ des possibles dans lequel le futur est susceptible de s'inscrire mais il n'y a strictement aucune probabilité d'occurrence qui leur soit attribuée. Cela ne veut pas dire qu'il n'y a pas d'incertitudes liées au scénario « Progrès envisagés », toutefois il pourrait être considéré comme une prévision 2020 puisque l'écart entre ce scénario et le système réel pour 2020 devrait être beaucoup moins important que dans le cas d'une prévision pour 2030. Ce scénario peut servir de point de départ pour le scénario enveloppe, constitué des 4 Visions comme indiqué ci-dessous dans la Figure 4-1.

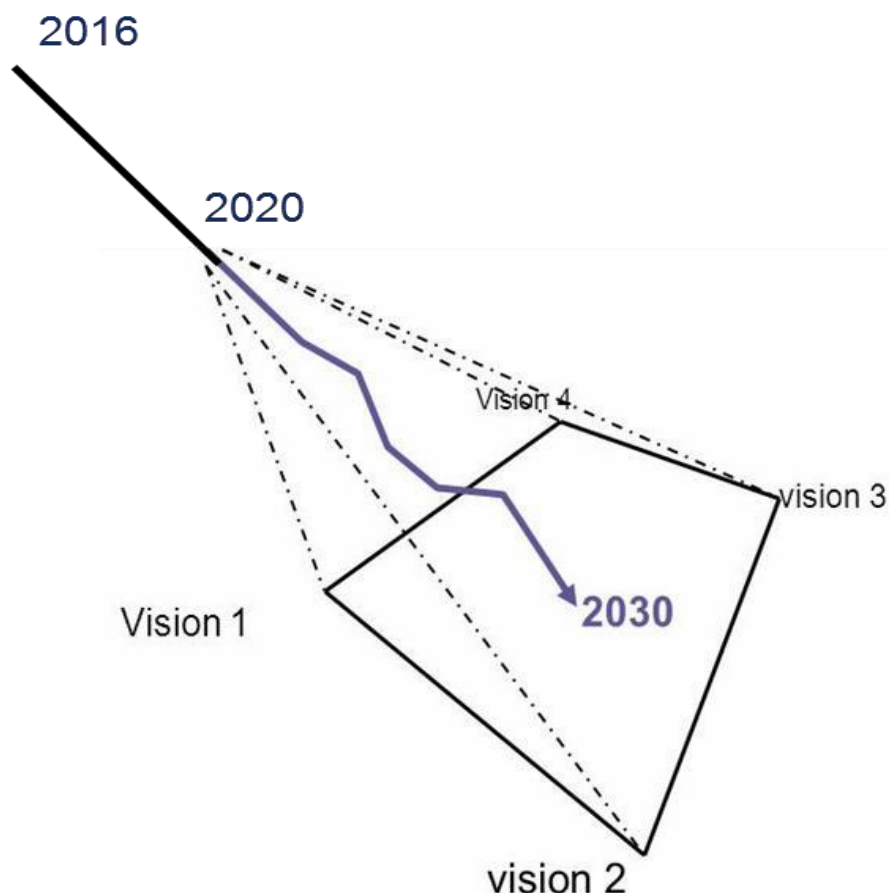


FIGURE 4-1 ESPACE SCÉNARIO ÉLARGI

Pour analyser l'horizon temporel 2030, quatre visions sont élaborées selon deux axes. Une approche similaire a déjà été appliquée dans le développement des visions de TYNDP 2014.

Un axe est relatif aux ambitions et aux objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 80-95% par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2050. Les axes décrivent les variations possibles de la vitesse de progression vers les objectifs européens, dont le but est d'évaluer les effets progression/retards dans la décarbonisation de l'énergie sur les besoins de développement du réseau d'ici 2030. Les deux résultats sélectionnés sont jugés suffisamment extrêmes pour entraîner des modèles d'écoulement très différents sur la grille. Le premier résultat retenu est un état où l'Europe est vraiment en bonne voie pour atteindre l'objectif fixé de décarbonisation de l'énergie d'ici 2050. Le deuxième résultat retenu est un état dans lequel l'Europe progresse au-delà des objectifs de 2020 pour s'aligner sur les objectifs fixés récemment pour 2030 concernant les énergies renouvelables. On suppose que l'objectif de 27% d'énergies renouvelables correspond à environ 40 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie électrique³.

Le deuxième axe concerne la perspective des mesures de décarbonisation du système énergétique. Cela peut se faire tout d'abord dans un cadre européen fort, dans lequel les politiques nationales seront plus efficaces, sans empêcher les États membres de mettre en œuvre les options les plus appropriées à leur situation, ou par la suite, dans un cadre européen plus souple, aboutissant en pratique à des régimes nationaux parallèles.

³ EC, Un cadre politique pour le climat et l'énergie au cours de la période allant du 2020 à 2030 [COM(2014) 15], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>

Le Figure 4-2 montre comment les quatre visions se rapportent aux deux axes.

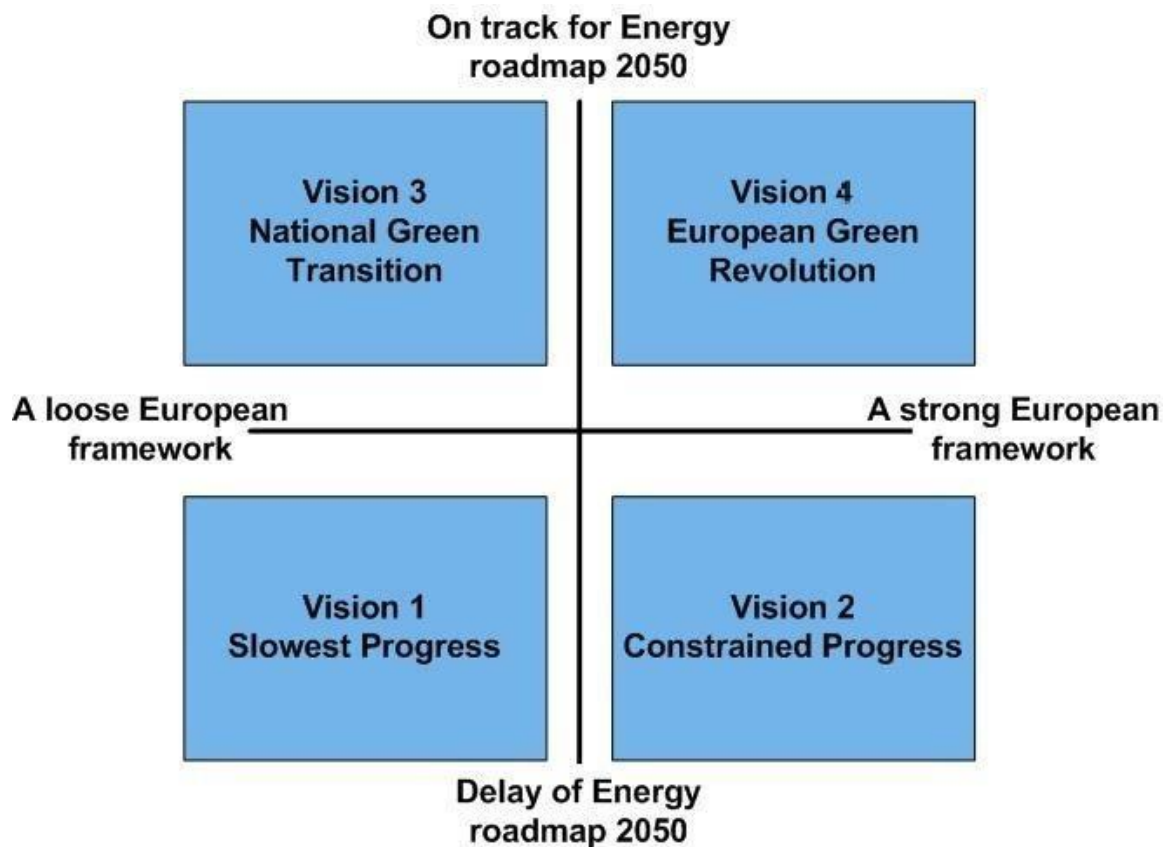
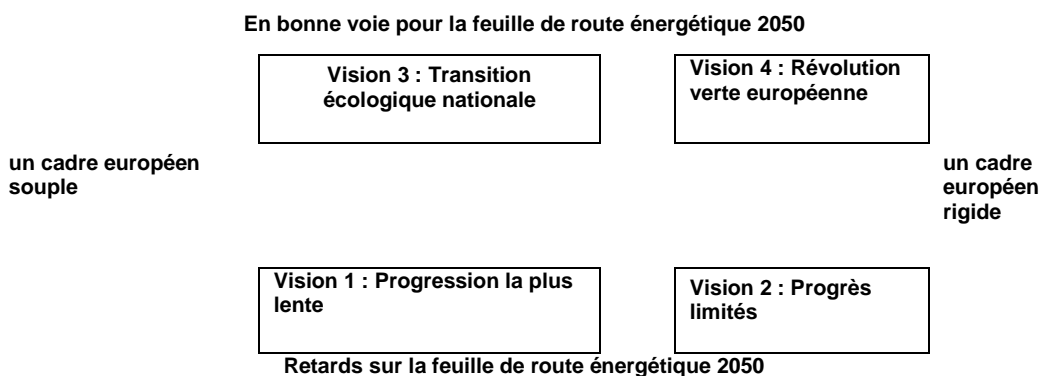


FIGURE 4-2 VUE D'ENSEMBLE SUR DEUX AXES DES 4 VISIONS (GÉNÉRALE)



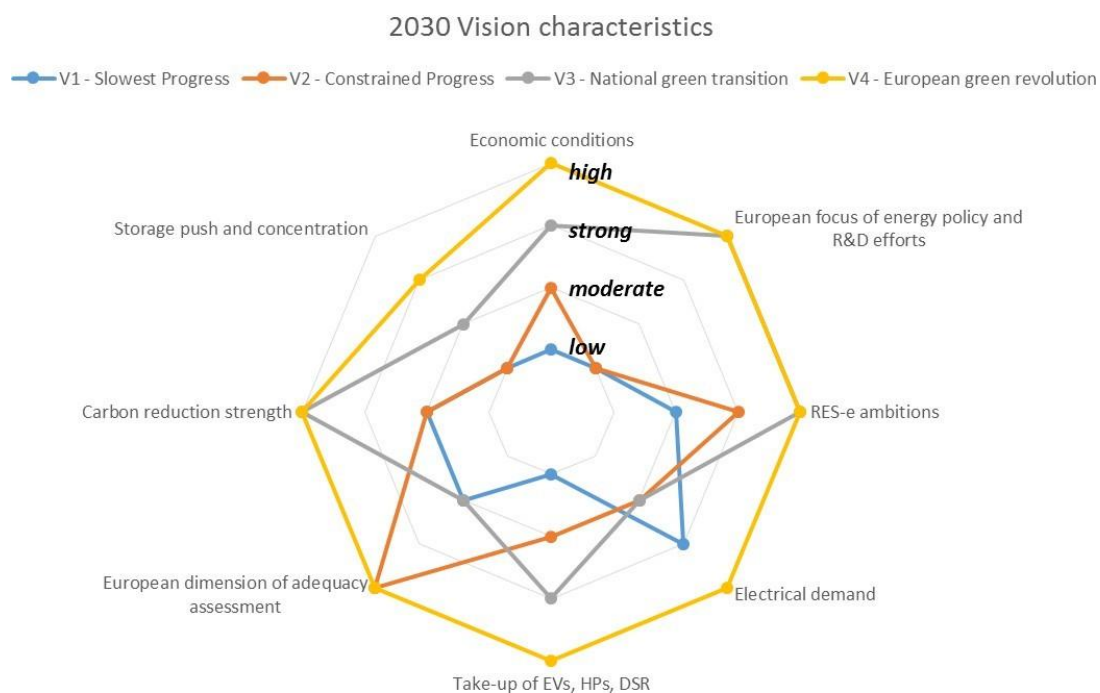


FIGURE 5-3 VUE D'ENSEMBLE DES 4 VISIONS (PLUS DÉTAILLEES)

Caractéristiques de Vision 2030

- V1-**Progrès les plus lents**
- V2-**Progrès limités**
- V3-**Transition écologique nationale**
- V4-**Révolution verte européenne**

Haut
Fort
Modéré
Bas

Conditions économiques
 Stockage et concentration
 Résistance à la réduction du carbone
 Dimension européenne de l'évaluation de l'adéquation
 Adoption des VE (VIE - véhicules électriques intelligents), HP (PAC - pompes à chaleur), DSR (Maîtrise de la demande en énergie)
 Demande électrique
 Ambitions européennes des ENR
 Orientation européenne de la politique énergétique et des efforts de R&D (Recherche et Développement)

Prévision optimale de Scénario de « Progrès envisagés » pour 2020

Perspective générale « Progrès envisagés » peut être décrit comme la prévision optimale du développement jusqu'en 2020, dans les limites suivantes.

Demande L'évolution de la demande d'électricité est déterminée par des facteurs divergents. D'un côté, les innovations conduisent à des modes de consommation plus efficaces et donc à une réduction de la demande. De l'autre, l'innovation conduit à des substitutions entre énergies pour certains usages, comme par exemple, avec les véhicules électriques. Ce phénomène de substitution en faveur de l'électricité augmente la consommation d'électricité. La prévision de la demande dans le scénario « Progrès envisagés » est la meilleure estimation nationale disponible, dans des conditions climatiques normales, jusqu'en 2020. Elle est estimée sur la base d'hypothèses techniques et économiques, en particulier sur la démographie et la croissance économique.

Sources d'énergie renouvelables Des objectifs nationaux européens contraignants existent pour la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique pour 2020. Les sources d'énergie renouvelables prises en compte dans ce scénario comprennent la production d'électricité à partir de sources d'énergie solaire, éolienne, hydraulique, de biomasse et d'autres sources dépendantes des énergies renouvelables. Les prévisions des sources d'énergie renouvelables du scénario « Progrès envisagés » tiennent compte des mécanismes actuels en faveur des sources d'énergie renouvelables de chaque pays et de la mise en place prévue de mécanismes de soutien si des changements sont à l'étude. En incluant la diminution des coûts, on obtient une prévision réaliste pour l'année 2020, même si cela signifie que les objectifs fixés par les Plans d'Action Nationaux pour les Energies Renouvelables ne seront pas atteints.

Réservoir hydroélectrique et stockage par pompage Contrairement aux centrales hydrauliques au fil de l'eau, les centrales hydroélectriques peuvent réguler leur production d'électricité tant que leur réservoir contient de l'eau. La création d'un nouveau réservoir est un projet coûteux qui peut avoir un impact environnemental local important. La capacité de production hydroélectrique supplémentaire n'est incluse dans ce scénario que si les projets sont confirmés et en construction⁴.

Les centrales hydroélectriques à accumulation par pompage sont plus faciles à construire, si le réservoir requis existe déjà et que seules les machines de pompage doivent être ajoutées. Toutefois, les conditions économiques des stockages d'énergie pompée sont défavorables, en raison de l'absence de pics de prix dus à l'abondance de sources d'énergie renouvelables. En tant que tels, seuls les projets de stations de pompage confirmés sont également inclus.

Production thermique classique Le développement de la production thermique classique suit les mécanismes du marché. Comme expliqué auparavant, ces scénarios supposent que les prix des certificats d'émission restent bas. En raison de l'écart entre les prix du charbon et ceux du gaz, les conditions économiques générales sont plus favorables pour les centrales au charbon existantes. La déconstruction estimée des centrales électriques est fondée sur les meilleures informations disponibles et les tendances des GRT. Concernant les nouvelles unités, seules les centrales thermiques confirmées sont prises en compte. On suppose que le captage et le stockage du carbone (CSC) ne sont pas encore envisageables pour les centrales au lignite et au charbon d'ici 2020.

D'une manière générale, on suppose que les nouvelles centrales nucléaires qui seront opérationnelles d'ici 2020 devront au moins faire l'objet d'une décision d'investissement finale aujourd'hui, de sorte que leur construction soit achevée d'ici 2020. Par conséquent, seuls les nouveaux projets de centrales nucléaires confirmés sont pris en compte dans ce scénario.

Les centrales de « la réserve stratégique » (telle que définie dans certains pays) sont maintenues prêtes à démarrer pendant les périodes de tension lorsque le fonctionnement sécurisé du système est menacé. Elles ne participent pas au marché. La capacité des centrales

électriques appartenant aux réserves stratégiques actuelles a été incluse, mais dans les simulations de marché, distinguée de la capacité de production qui participe aux marchés de l'électricité. Ce scénario ne donne pas d'hypothèses précises sur l'évolution des réserves stratégiques ou des mécanismes de capacité dans les années à venir.

Adéquation

Le scénario « Progrès envisagés » devrait considérer l'adéquation selon une perspective paneuropéenne, sans aborder explicitement les éventuelles questions de l'adéquation de la production dans certains pays à l'heure actuelle. Ce scénario ne suppose pas une adéquation autonome des différents pays. On suppose néanmoins que les centrales thermiques conventionnelles ne sont pas confrontées à une pénurie d'approvisionnement en combustible, ce qui pourrait être différent dans une véritable analyse de l'adéquation de la production (voir le rapport SO&AF -Scenario Outlook & System Adequacy Forecast-, ainsi que les prévisions saisonnières Hiver / Eté).

Prix des émissions et du carburant

Les prix des émissions de CO2 sont actuellement bas, ce qui a un impact sur le type de centrale utilisé sur le marché de l'électricité. En raison de la faiblesse des prix du CO2, la production au charbon tend à être favorisée par rapport au gaz naturel dans l'ordre de préséance économique. Il n'y a pas d'indication de changement à court terme des prix des certificats d'émission. Les prix du gaz naturel en Europe ont également été relativement stables ces dernières années. En revanche, les prix du charbon importé ont diminué au cours des années précédentes. Par conséquent, sur la base des prix des combustibles primaires, la production de charbon est favorisée par rapport à la production de gaz. Pour le scénario « Progrès envisagés » pour 2020, on suppose qu'aucun changement majeur n'interviendra dans les conditions aux limites pour les combustibles primaires et des certificats d'émission.

⁴ Sans préjudice des projets d'hydroélectricité et de pompage-turbinage qui pourraient être encouragés en vue de leur inclusion dans le TYNDP au cours du mois d'avril 2015. D'autres projets de stockage hydroélectrique peuvent être inclus dans le scénario utilisé pour l'évaluation des projets

Vision 1 « Slowest Progress » (Progrès les plus lents) pour 2030

Économie et marché

La perspective de la Vision 1 est un scénario dans lequel aucun accord européen n'a été trouvé quant à la manière d'atteindre les réductions d'émissions de CO₂. Chaque pays a sa propre politique et sa propre méthodologie en matière de CO₂, d'ENR et d'adéquation des systèmes. Les conditions économiques sont défavorables, mais il existe encore une croissance économique modeste. Il en résulte une limitation de la volonté d'investir dans les sources à forte ou faible émission de carbone en raison des risques que portent ces investissements des faibles prix du CO₂ et de l'absence de mesures de soutien harmonisées. Par conséquent, les centrales plus anciennes sont maintenues en service au lieu d'être remplacées, si elles sont nécessaires pour maintenir un niveau d'adéquation suffisant. La situation varie d'un pays à l'autre. L'absence d'un cadre européen solide est un obstacle à la refonte des modèles de marché qui tirent parti des développements de la R&D, ce qui se traduit par des dépenses de R&D nationales parallèles et mal coordonnées et des inefficacités de coûts. Le prix du carbone reste à un niveau tel que la production d'électricité de base à partir du charbon est préférée au gaz sur le marché.

Demande

Dans cette vision, il n'y a pas d'avancées majeures dans les développements en matière d'efficacité énergétique tels que le déploiement à grande échelle de la micro-cogénération ou des pompes à chaleur, ni d'exigences minimales pour les nouveaux appareils et les nouveaux bâtiments en raison d'un manque de politique et de réglementations fortes. Il n'y a pas non plus de développement majeur de l'utilisation de l'électricité pour le transport, comme l'introduction à grande échelle de véhicules électriques rechargeables ou de chauffage/réfrigération. Une croissance économique modeste entraîne une augmentation modérée de la demande d'électricité. En outre, le potentiel d'actions de maîtrise de la consommation qui permettrait un déplacement partiel de la charge journalière pour adaptation à la production disponible reste largement inexploité.

Production

L'éventail des modes de production futurs est déterminé par des schémas politiques nationaux établis sans coordination au niveau européen. En raison de l'absence d'un cadre commun et d'une décision conjointe de réduction des émissions, l'éventail de production pour 2030, au niveau européen, n'est pas en ligne pour la réalisation de la feuille de route énergétique 2050 et aucune politique supplémentaire n'est mise en œuvre après 2020 pour stimuler la mise en service d'ENR supplémentaires, sauf au niveau local en raison des régimes de subventions locales.

L'adéquation offre-demande est traitée sur une base nationale. Certains pays peuvent assurer leur équilibre offre-demande alors que d'autres peuvent dépendre des pays voisins. Très peu de nouvelles capacités thermiques seront mises en service, sauf dans le cas d'une production subventionnée ou d'une adéquation de la capacité de pointe.

Les nouveaux émetteurs de CO₂ risquent d'être fermés après 2030 pour atteindre l'objectif de 2050 ; le risque financier est donc important et les anciennes unités sont maintenues en service au lieu de les remplacer.

L'énergie nucléaire est une question nationale. Dans certains pays, l'énergie nucléaire est considérée comme une source d'électricité propre et compétitive et de nouvelles unités sont mises en service avant 2030.

Vision 2 « Constrained Progress » (Progrès limités) pour 2030

Économie et marché

La perspective proposée par la Vision 2 reflète des conditions économiques et financières plus favorables que pour la Vision 1, ce qui laisse une plus grande marge de manœuvre pour renforcer/améliorer les politiques énergétiques existantes. Il existe un cadre européen solide. Les perspectives économiques facilitent la mise en œuvre de nouveaux marchés et les dépenses de R&D sont axées sur la réduction des coûts, l'amélioration de l'efficacité énergétique et les économies d'énergie. En revanche, la volonté d'investir dans des sources à forte ou faible émission de carbone est limitée en raison des risques portés par ces investissements en raison des faibles prix du CO2 et de l'absence de mesures de soutien harmonisées. Le prix du carbone reste à un niveau tel que la production d'électricité de base à partir du charbon est préférée au gaz sur le marché.

Demande

Les avancées dans les développements en matière d'efficacité énergétique (par exemple, le déploiement à grande échelle de la micro-cogénération ou des pompes à chaleur, ainsi que les exigences minimales pour les nouveaux matériels et les nouveaux bâtiments) et le développement de l'utilisation de l'électricité pour le transport (par exemple, introduction à grande échelle de véhicules électriques rechargeables) et le chauffage/réfrigération sont tirés par l'innovation due aux dépenses de R&D, axées sur la réduction des coûts et les économies d'énergie. Par conséquent, la demande d'électricité est inférieure à celle de la Vision 1. En outre, le potentiel de maîtrise de la demande est partiellement utilisé pour modifier la charge journalière en fonction de l'offre disponible, car il permet des économies de moyens de production de secours.

Production

Le mix énergétique futur est porté par une Vision européenne forte, qui doit encore faire face à des défis financiers et à des retards dans la construction en raison de problèmes d'obtention des autorisations, ainsi qu'à un arrêt de la mise en œuvre des politiques supplémentaires nécessaires à la réalisation de la feuille de route énergétique 2050. Par conséquent, il est probable que la durée de vie de la centrale thermique classique existante soit prolongée. Certaines politiques supplémentaires sont mises en œuvre après 2020 pour stimuler la mise en service d'ENR supplémentaires, entraînant une augmentation de la capacité des ENR par rapport à la Vision 1.

La décarbonisation n'est guidée que par la tarification du carbone (aucune politique supplémentaire n'est nécessaire).

L'adéquation est assurée au niveau européen afin d'optimiser les coûts pour la société. Il en résulte une capacité en moyens de secours inférieure à celle de la Vision 1

Vision 3 « National Green Transition » (Transition écologique nationale) pour 2030

Économie et marché

La Vision 3 montre que les conditions économiques sont plus favorables que pour les Visions 1 et 2. Il résulte que les États membres disposent de plus de moyens financiers pour renforcer les politiques énergétiques existantes. Une gouvernance européenne de l'énergie encore peu directive est un obstacle à l'introduction de nouvelles règles de fonctionnement des marchés qui profitent pleinement des développements de la R&D. Par ailleurs, l'adoption de régimes nationaux parallèles en matière de dépenses de R&D entraîne également une situation dans laquelle les grandes avancées technologiques pâtissent de dépenses de R&D inadaptées. Les politiques énergétiques conduisent la tarification du carbone (par exemple, le système communautaire d'échange de quotas d'émission, les taxes sur le carbone ou les prix planchers du carbone) à des niveaux tels que la production de base d'électricité à partir du gaz est préférée au charbon. Le gaz est également susceptible de pousser la houille vers la production d'électricité de base.

Demande

Les développements en matière d'efficacité énergétique, ainsi que l'électrification du transport et le chauffage/réfrigération minimisent l'empreinte écologique. La demande d'électricité est inférieure à celle de Vision 1 au niveau européen. Le potentiel d'actions de maîtrise de la demande est partiellement utilisé pour modifier la charge journalière en fonction de l'offre disponible.

Production

L'éventail des modes de production futurs est déterminé par des schémas politiques nationaux parallèles qui visent les objectifs de décarbonisation pour 2050. L'expansion des ENR à grande échelle porte le prix de la production d'électricité ENR à un niveau compétitif. Le coût du système électrique sera plus élevé que dans le cas d'un cadre européen fort, puisque les ENR et les questions d'adéquation sont traitées sur une base nationale sans coopération entre les pays. Le potentiel de maîtrise de la demande est exploité, cependant la majeure partie de la capacité d'appoint supplémentaire pour 2030 proviendrait des unités de gaz, étant donné que le stockage hydroélectrique central supplémentaire n'est pas développé en raison de l'absence d'un cadre européen solide. Seules quelques dispositifs de stockage extra nationaux sont développés (par exemple, stockage par pompage, batteries décentralisées, ...).

Des conditions économiques favorables combinées à un mécanisme de capacité (si nécessaire) sur une base nationale se traduisent par des investissements en centrales électriques conventionnelles et des capacités d'appoint supplémentaires. L'adéquation offre demande est gérée sur une base nationale sans coopération entre les pays. Les unités anciennes sont davantage susceptibles d'être mises hors service. Les nouveaux projets de centrales nucléaires deviennent économiquement peu attrayants ; seuls les projets qui font l'objet d'une acceptation permettant leur mise en œuvre (ou dont la décision d'investissement final a déjà été prise) sont intégrés dans cette vision. Le captage et le stockage du carbone ne sont pas (encore) économiquement intéressants, mais ils sont développés pour les usines pilotes et les usines de démonstration à taille réelle.

Vision 4 « European Green Revolution » (Révolution verte européenne) pour 2030

Économie et marché

La Vision 4 reflète des conditions financières plus favorables que pour toutes les autres visions, ce qui permet aux États membres de renforcer les politiques énergétiques existantes. D'importants investissements en production d'énergie durable sont entrepris. Par ailleurs, un cadre européen structuré rend plus probable l'introduction de nouvelles règles de fonctionnement du marché qui tirent pleinement parti des développements de la R&D. Cela permet également d'optimiser les dépenses de R&D afin d'optimiser les avancées technologiques majeures. Les politiques énergétiques déterminent la tarification du carbone (par exemple, le système communautaire d'échange de quotas d'émission, les taxes sur le carbone ou les prix planchers du carbone) pour atteindre des niveaux tels que la production de base d'électricité à partir du gaz naturel est préférée au charbon. Le gaz est susceptible de repousser la houille vers la production d'électricité de base.

Demande

Les efforts en matière de développement de l'efficacité énergétique (par exemple, le déploiement à grande échelle de la micro-cogénération ou des pompes à chaleur, ainsi que les exigences minimales pour les nouveaux engins et les nouveaux bâtiments) et la poursuite de l'électrification du transport, du chauffage et de la réfrigération sont intensifiés. Par ailleurs, les conceptions du marché sont adaptées de manière à ce que les économies d'énergie les plus élevées coïncident avec les substitutions les plus performantes d'autres énergies par l'énergie électrique. Le développement des nouveaux usages de l'électricité l'emporte sur les économies liées à une plus grande efficacité énergétique, entraînant une augmentation nette de la consommation d'électricité. Ces nouveaux usages sont intensifiés par des subventions nationales et/ou européennes supplémentaires. En outre, le potentiel de mesures de maîtrise de la demande est pleinement utilisé pour décaler la charge journalière en fonction de l'offre disponible, car il permet une économie de capacité de secours.

Production

Le mix de production futur est déterminé par une vision européenne forte et clairement orientée vers la réalisation des objectifs de décarbonisation pour 2050, à moindre coût. Grâce à une solide approche de gouvernance des ENR, les ENR sont implantées en Europe de manière optimale, réduisant ainsi les coûts pour la société. De même, les capacités d'appoint pour garantir l'adéquation offre – demande sont gérées au niveau européen. L'expansion des ENR à grande échelle porte le prix de la production d'électricité produit à partir d'ENR à un niveau compétitif.

Le comptage intelligent et les réseaux intelligents sont pleinement développés et la maîtrise de la demande est donc très sollicitée. Le stockage hydroélectrique supplémentaire est construit de manière centralisée (en se concentrant principalement sur la Scandinavie, les Alpes et les Pyrénées), la capacité d'appoint supplémentaire restante en 2030 provenant principalement des unités de gaz. Dans cette vision, aucune technologie génératrice ne reçoit de soutien spécifique et les technologies se font concurrence sur le marché. En outre, la décarbonisation est dirigée par le prix du carbone.

Les nouveaux projets de centrales nucléaires ne sont pas économiquement viables en raison de la compétitivité de la production d'ENR et de l'absence d'acceptation par le public des nouveaux projets. Les centrales nucléaires plus anciennes ne sont pas considérées comme étant suffisamment flexibles pour équilibrer la demande et les ENR, et tendent donc à disparaître progressivement dans les zones à forte production d'ENR.

Afin de construire les quatre visions 2030 correspondant aux trames précédemment décrites, un ensemble de paramètres a été définis pour décrire avec plus de détails ces scénarios. Sur la base de ces paramètres, des données ont été recueillies auprès des GRT pour les deux Visions bottom-up 2030 (Vision 1 et Vision 3).

TABLEAU 1 - RÉSUMÉ DES ÉLÉMENTS CARACTÉRISTIQUES DES 4 VISIONS

	Progrès les plus lents	Progrès limités	Transition écologique nationale	Révolution verte Européenne
	V1	V2	V3	V4
Conditions économiques et financières	Les moins favorables	Moins favorables	Plus favorables	Les plus favorables
Orientation des politiques énergétiques	National	Européen	National	Européen
Objectif de R&D	National	Européen	National	Européen
CO2 et prix des combustibles primaires	prix bas du CO ₂ , prix élevé du carburant	prix bas du CO ₂ , prix élevé du carburant	prix élevé du CO ₂ prix bas du carburant	prix élevé du CO ₂ prix bas du carburant
ENR	ENR nationales faibles (>= objectif 2020)	Entre V1 et V3	ENR nationales élevées	Sur la bonne voie pour 2050
Demande d'électricité	Augmentation (stagnation à petite croissance)	Diminution par rapport à 2020 (petite croissance mais efficacité énergétique supérieure)	Stagnation par rapport à 2020	Augmentation (croissance de la demande)
Maîtrise de la demande (et réseaux intelligents)	Comme aujourd'hui	Partiellement utilisée	Partiellement utilisée	Pleinement utilisée
Véhicules électriques	0%	5%	5%	20%
	Pas de percée commerciale des véhicules électriques rechargeables	Véhicules électriques rechargeables (chargement flexible)	Véhicules électriques rechargeables (chargement flexible)	Véhicules électriques rechargeables (chargement et production flexibles)
Pompes à chaleur	0%	5%	5%	10%
	Niveau minimum	Niveau intermédiaire	Niveau intermédiaire	Niveau maximum
Adéquation offre - demande	1%	5%	5%	9%
	Nationale - capacité d'appoint limitée non autonome	Européenne - capacité d'appoint inférieure à la V1	National - grande capacité d'appoint autonome	Européen - capacité d'appoint inférieure à celle de V3
Ordre de préséance économique	Charbon avant gaz	Charbon avant gaz	Gaz avant charbon	Gaz avant charbon
Stockage	Comme prévu aujourd'hui	Comme prévu aujourd'hui	Décentralisé	Centralisé

ENCART 1 – UNE AMÉLIORATION CONTINUE - BRÈVE COMPARAISON AVEC LES SCÉNARIOS⁵ DU TYNDP 2014

Les scénarios du TYNDP évoluent et s'améliorent à chaque exercice. L'axe principal des quatre Visions a été conservé comme dans le TYNDP 2014. Cependant, en se basant sur les commentaires reçus des parties prenantes sur les scénarios passés - en particulier reçus de l'atelier des parties prenantes de septembre 2014⁶ – les paramètres utilisés pour construire les quatre visions 2030 ont été mis à jour.

Demande : L'un des principaux changements est lié au niveau de la consommation globale pris comme hypothèse dans les quatre visions, ainsi qu'à l'évolution de la consommation d'une vision à l'autre. Dans le cadre du TYNDP 2014, la consommation est en augmentation de la Vision 1 à la Vision 4. Dans les nouveaux scénarios, elle est la plus faible dans la Vision 2, où le niveau global devrait diminuer par rapport à 2020 (faible croissance de base supposée, mais l'emportant sur l'efficacité énergétique). D'autre part, la Vision 4 suppose que la situation économique et financière ainsi que le renforcement du cadre européen conduisent à une des substitutions entre énergies plus importantes en faveur de l'électricité (par exemple dans les transports et le chauffage).

Optimisation des ENR : Dans le cadre du TYNDP 2014, une optimisation des ENR n'a été réalisée que pour la Vision 4 afin d'atteindre l'objectif de l'UE pour 2030. Une nouvelle méthodologie d'optimisation des ENR a été développée et appliquée aux Visions 2 et 4. L'optimisation permet de gérer les capacités d'ENR supplémentaires dans le périmètre d'ENTSO-E, mais aussi de redistribuer les ENR entre les différents pays.

Optimisation thermique : Dans le TYNDP 2014, une diminution du parc thermique est réalisée sur la base d'un simple exercice ACB (analyse coût-bénéfices), donnant comme résultat des réductions limitées des parcs. Une nouvelle méthodologie d'optimisation thermique est développée et appliquée aux Visions 2 et 4. L'optimisation est basée sur un critère économique (compensation entre coûts fixes et coûts variables de production).

Niveau d'adéquation : Le niveau d'adéquation entre l'offre et la demande est explicitement décrit dans les scénarios de chaque vision. Dans la Vision 1, il est maintenant possible de tabler sur une couverture jusqu'à 20% de la charge de pointe par les pays voisins (plus d'autonomie).

⁵ Une comparaison des principaux chiffres des scénarios 2014 et 2016 du TYNDP a été présentée lors du 3ème atelier des parties prenantes. Le matériel présenté est accessible [ici](#).

⁶ Les résultats de l'atelier sont résumés dans le matériel du deuxième atelier [ici](#).