

— **Commission Energy 2030** —

Review Process

Answers to Questions 10-13 by Review Panels

Many of the questions posed hereunder have already been answered in the first batch of questions 1-9. We do not repeat the answers here, but refer to the answers provided before.

The answers to the questions below have been provided by several permanent and non-permanent members of the CE2030 (JDR, JA, JMS, WDH, RB) and by D. Gusbin of the FPB. The final editing has been performed by the Chair of the CE2030.

Conseil Central de l'Economie (CCE)		
N°	Auteur	Question
10	Monsieur Camps	Sur quelle documentation vous basez-vous pour déterminer la valeur des droits d'émission de CO ₂ dans votre étude?
	1	
	Monsieur DECROP	1. Comment tenir compte des changements de comportements dans le modèle, dans le cadre des coûts liés aux investissements ? 2. Quid des coûts après 2030, si la durée de vie des centrales nucléaires est de 60 ans ? 3. Quel est l'impact économique du coût du CO ₂ ? Cette taxe sur le CO ₂ ne pourrait-elle pas être recyclée sous la forme d'une baisse de cotisations sociales (comme proposé dans l'étude commanditée par le Ministre Tobback) ? 4. Le solaire photovoltaïque donne un coût élevé de la tonne de le CO ₂ évitée. Si la limite du prix était fixée a priori, ce prix ne serait-il pas moins élevé ?
	2	
	Monsieur GOETGHEBUER	Dans le passé, les prix de l'énergie étaient plus élevés qu'aujourd'hui. Les prix actuels plus bas n'incitent-ils pas à consommer plus et ne vont-ils donc pas à l'encontre de l'objectif du développement durable ?
	3	

	Monsieur MARENNE 4	Les gains en efficacité énergétique ne seront-ils pas engloutis par l'augmentation de la consommation d'énergie ?
	Monsieur VANDER MAREN 5	1. Quid de l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité sur les délocalisations hors Europe ? 2. Est-il possible d'obtenir les résultats de l'étude secteur par secteur pour l'industrie ?
	Monsieur AERTSENS 6	Est-ce un choix conscient de la Commission Energie 2030 de ne pas aborder l'hydrogène dans l'étude ?
	Monsieur SCHOONMACKER 7	Comment définissez-vous le coût pour l'économie ? Le coût du carbone n'est pas égal au coût économique. Dans l'étude commanditée par le Ministre Tobback, si le coût du carbone augmente, le coût économique est nul.

Question 10

1 -

Already answered; see Answer 1.1 of the previous batch.

2 - 1.

Changes in behaviour (leading e.g. to a decrease in the demand of energy services) are modelled through a supply cost curve (demand vs. prices) to take into account price elasticity. The investment costs are not explicitly represented. This constitutes a major difference with the modelling of energy technologies like boilers to which investment costs, efficiency factors, etc. are associated.

2 - 2.

The total costs include the annual costs for all investments. These are summed up and discounted to the base year. The model assumes that investment costs are paid annually so as to reimburse capital + interest by constant annuities over the lifetime of the investment (just as in a leasing formula). This approach takes implicitly into account the residual value of the equipment in 2030, allowing it to ignore the annuities beyond the horizon year.

2 - 3.

For a qualitative answer, see p 123 of preliminary report and slides 96 to 104 of the Summary Power Point Presentation on www.ce2030.be → Preliminary Report (3-rd item).

As to quantitative results, the time horizon of 2030 is out of the scope of an econometric model like HERMES. Consequently, the analysis of the impact of CO₂ reduction objectives on the Belgian economy cannot be repeated here.

2 - 4.

Of course, if the cost figures of PV were lower than assumed in the scenario analysis, the marginal abatement costs would have been lower. More generally, carbon values depend notably on assumptions as to the evolution of international energy prices (the higher the energy prices the lower the CV for a given reduction level) and the costs of energy technologies.

With a cap on the abatement cost, the marginal abatement cost will indeed be lower compared to the results from scenarios that now yield carbon values above this cap. But since PRIMES needs to solve a domestic GHG reduction exercise, placing a cap on carbon values will by definition lead to lower reductions; the climate policy goals of the scenarios will not be met.

3 -

See answer to Question 6 of the first batch.

However, this question is not directly related to the work of the CE2030; PRIMES uses energy prices that follow a general trend without strong fluctuations such as in the second half of 2006. In general terms, lower energy prices reduce the incentive to invest in energy savings and energy efficiency. But even with low prices on the international markets, the use of carbon values or taxes on GHG emissions will lead to domestic price increases for fossil energy products.

4 -

It is important to distinguish between energy demand or consumption and demand for energy services. The questioner probably refers to the rebound effect.

There is indeed a strong rebound effect to observe in energy system dynamics; lower unit costs for energy services because of higher efficiency can lead to a higher demand for these energy services. The use of PRIMES and the resulting carbon values however suggest the necessity to use price instruments. For many important energy services, higher prices on GHG emissions can increase the price for these energy services and hence partly stop the rebound effect.

In other words, energy efficiency gains may lead to increased demand for energy services if energy prices remain constant. However, in the emission reduction scenarios, additional energy efficiency gains result from higher energy prices (because of the Carbon Value) so that the households expenses related to energy might be higher than in the baseline leaving no room for the purchase of additional energy equipments. In the PRIMES model, there is a budget constraint that prevents an unrealistic rebound effect.

5 - 1.

This question cannot be answered with a model such as PRIMES, as it is outside the scope of the PRIMES analyses. Maybe other models or studies exist that can say something on this issue. With the expanded EU-27, it is

questionable whether delocalization outside the EU-27 will solely be triggered by changes in electricity prices. The driving factors behind delocalization are domestic labour market scarcities and the relative gap between labour productivity and labour cost. Also transportation costs may be an important driving factor of delocalization (transport costs vs. production close to consumption zones).

5 - 2.

This is a lot of work that does not fit with the scarce time resources of the CE2030 members and the FPB. However the table below summarizes key model results (total energy consumption and CO₂ emissions) by industrial sectors for the year 2030.

Table 1: Final energy consumption in 2030, by industrial sector and according to the scenario (in ktoe)

	baseline	Bpk15	Bpk15n	Bpk15s	Bpk15ns	Bpk30	Bpk30n	Bpk30s	Bpk30ns
Industry	13851	12464	13113	10955	12662	11542	12147	9734	11171
Iron and steel	2794	1916	2247	1184	1913	1310	1546	948	1133
Non ferrous metals	252	239	248	218	245	232	242	200	227
Chemicals	3775	3549	3683	3276	3650	3451	3579	2948	3408
Non metallic minerals	1236	1153	1198	998	1168	1074	1141	886	1019
Paper and pulp	765	723	754	648	743	697	735	559	678
Food, drink and tobacco	1302	1261	1291	1212	1282	1245	1276	1110	1239
Engineering	668	647	668	613	664	635	657	562	634
Textiles	234	229	233	219	232	225	232	204	224
Other industries	2824	2746	2790	2587	2766	2672	2740	2316	2609

Table 2: Energy-related CO₂ emissions in 2030, by industrial sector and according to the scenario (in ktoe)

	baseline	Bpk15	Bpk15n	Bpk15s	Bpk15ns	Bpk30	Bpk30n	Bpk30s	Bpk30ns
Industry	23,5	17,7	19,1	12,8	17,1	12,8	14,0	9,7	11,5
Iron and steel	8,4	4,5	5,7	1,6	4,3	1,9	2,7	0,7	1,2
Non ferrous metals	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Chemicals	3,3	2,4	2,2	1,7	2,0	1,3	1,2	1,0	1,0
Non metallic minerals	2,9	2,6	2,7	2,2	2,6	2,3	2,5	1,9	2,2
Paper and pulp	0,8	0,6	0,7	0,5	0,6	0,4	0,5	0,3	0,4
Food, drink and tobacco	1,4	1,2	1,3	1,0	1,2	0,9	1,0	0,7	0,9
Engineering	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Textiles	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Other industries	5,6	5,3	5,5	5,0	5,4	5,1	5,2	4,4	5,0

6 -

Hydrogen production and use technologies are included in the PRIMES model. However, CO₂ constraints and costs assumptions over 2000-2030 prevent hydrogen technologies to have a significant market share at a time horizon of 25 years. This result is in line with other studies (see for instance the recent European forecasting study WETO-H2: http://ec.europa.eu/research/energy/index_en.htm).

7 -

In the work of the CE2030, the focus is on the cost of the energy system because PRIMES is a technology model, not an integrated economic model. The cost of climate policy for the economy depends on the used assumptions. When high tax revenues from climate policy are recycled into the economy through lower labour taxes, this can lead to economic gains when aggregated labour supply is responsive to the lower taxes. In the economic literature, this hypothesis is not universally accepted. The persistence of unemployment traps etc shows that labour market dynamics should be carefully considered.

See also the answer to question 10.2.3 above.

FRDO-CFDD		
Eléments (sujets, études, méthodologie...) qui selon les membres du groupe de travail sont absents du rapport de la Commission Energie 2030		
N°	Auteur	Question
11	Lieve Hesen	<p>Wat ik mis in het rapport:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Transparantie m.b.t. het model PRIMES. Zoals het nu wordt voorgesteld is het een black box. 2. Concrete aanbevelingen voor andere sectoren dan elektriciteitsproductie. 3. Beschouwingen over niet CO2 BKG en andere pollutanten verbonden aan energieconversie. 4. Beschouwingen rond de controle van ioniserende straling. 5. CCS in België: waarop zijn de conclusies m.b.t. niet commercieel in 2030 gebaseerd?
	Contribution des associations environnementales	<p>Méthodologie</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ A. Les scénarios considérant une prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires semblent sous-estimer certains coûts : <ul style="list-style-type: none"> - ils n'étudient pas les coûts de démantèlement - ils ne considèrent pas que des investissements supplémentaires soient nécessaires pour les réacteurs Tihange 2 et 3, ainsi que Doel 3 et 4. Quelles conséquences en matière de sécurité ? - les coûts de construction d'un nouveau réacteur sont largement inférieurs à ceux observés actuellement pour le projet finlandais. - Certains coûts ne sont pas considérés, comme par exemple la responsabilité limitée des exploitants en cas d'accident. Or de tels coûts doivent être pris en compte dans l'analyse des « social costs », qui doivent selon la CE2030 être minimisés. - L'évolution des prix de l'Uranium, qui ont été multipliés par neuf en six ans. ▪ B. Contrairement à ce que l'on observe

		<p>aujourd'hui dans la réalité, il n'est pas prévu dans les scénarios de recourir aux mécanismes flexibles, ni au système ETS.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ C. La Commission E2030 semble uniquement prendre en compte la cogénération à partir de gaz, et exclut donc la biomasse pour cette technologie. Une telle hypothèse a pour conséquence que la production d'électricité à partir de cogénération est inférieure dans les scénarios où la France serait tenue par des engagements de réduction d'émissions. Cela semble peu réaliste alors que les potentiels de cogénération sont sous-exploités en France et que cette technologie permet de réduire les émissions de CO₂ du secteur énergétique de manière non-négligeable.▪ D. Il est considéré dans l'étude que le secteur des transports est très peu réactif à une augmentation du prix de l'énergie. Les auteurs l'expliquent en raison de la très faible élasticité-prix et de la part des prélèvements fiscaux dans le prix final des carburants. Comme le souligne le Dr. Eichhammer, une telle considération sous-estime largement les instruments normatifs et surtout une taxation adéquate des émissions de CO₂ sur les carburants et la vente de véhicules. Par ailleurs, il y a lieu de s'interroger sur le caractère réellement inélastique de la demande de transport routier par rapport au prix. On a ainsi constaté en 2005 une baisse de 3,4% des ventes de carburants routiers, selon la fédération pétrolière belge¹. Et la tendance semble se poursuivre puisque pour les quatre premiers mois de l'année 2006, une baisse de 15% (6% pour ce qui concerne le seul diesel) a été observée par rapport à la même période en 2005². <p>Éléments à approfondir</p> <ul style="list-style-type: none">▪ E. L'analyse des différents scénarios est principalement axée sur les aspects économiques du système énergétique,
--	--	--

¹ L'Echo, 25 juillet 2006.

² Le Soir, 23 août 2006.

		<p>ainsi qu'en matière de sécurité d'approvisionnement, et ne semble que peu prendre en compte les composantes sociales et environnementales (excepté les conséquences en matière d'émissions de CO₂). L'étude commente ainsi abondamment la capacité du marché à trouver la solution optimale du point de vue économique à un moment donné (voir notamment p23). Mais la seule recherche de l'optimum économique est un critère insuffisant pour orienter notre système énergétique. Un meilleur équilibre doit donc être accordé entre les trois composantes du développement durable dans le cadre d'une analyse de l'avenir de notre système énergétique telle que menée par la CE2030. Cela a d'ailleurs fait l'objet d'une demande explicite de la part du Ministre fédéral de l'Energie lorsqu'il a commandé l'étude, et l'on peut donc considérer que la CE2030 n'y répond pas de manière satisfaisante.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ F. Par ailleurs, la prise de décisions ayant des conséquences à long terme (émissions de gaz à effet de serre, production de déchets dont la dangerosité à (très) long terme aura des conséquences pour les générations futures, etc.) nécessite également que soient pris en compte des considération éthiques. Cette dimension semble être absente dans l'analyse de la CE2030.▪ G. Bien que le premier volet de l'étude commandée par le Ministre Tobback ne porte que sur la période 2020, certains éléments ont été explorés jusqu'en 2030 (en particulier l'évolution des MAC). Ces résultats semblent différer de manière importante de ceux présentés dans le rapport CE2030. Il pourrait donc être intéressant de refaire l'exercice de l'étude Tobback, mais jusqu'en 2030.▪ H. Le modèle PRIMES est surtout qualifié pour l'étude des marchés énergétiques. Les associations environnementales estiment qu'il pourrait être intéressant de réaliser l'exercice avec un autre modèle afin d'étudier l'effet macro-économique de la sortie du nucléaire. Pour que cette
--	--	---

		<p>analyse soit aussi proche de la réalité que possible, elle devra considérer une politique post-Kyoto, et ce dans un contexte européen (comme semble le préconiser la CE2030) et avec possibilité de recourir aux mécanismes flexibles. Par ailleurs, il serait intéressant d'évaluer les conséquences macroéconomiques d'un recyclage des recettes fiscales, comme cela a été envisagé dans l'étude Tobbyack au moyen du modèle HERMES.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ I. L'évaluation des potentiels de réduction d'émission liés à l'innovation technologique, qui ne semblent pas être pleinement pris en compte dans le modèle PRIMES, devrait être davantage considérée.▪ J. Depuis la loi de sortie du nucléaire en 2003, plusieurs projets d'unités de production d'électricité ont été décidés, certains étant en cours de construction ou déjà opérationnels. Il serait intéressant de faire le point sur ces projets afin d'évaluer au mieux la question de sécurité d'approvisionnement dans les faits, et pas uniquement sur base de modèles.▪ K. A l'horizon 2030, on peut raisonnablement supposer que le marché de l'électricité sera opérationnel à une échelle dépassant largement les frontières belges. Dans un tel marché, le prix de vente sur les plate-formes d'échange est fonction du coût de production de l'unité de production marginale nécessaire pour répondre à la demande, à une échelle européenne et non plus seulement belge. Cette dernière est théoriquement la plus chère de toutes les unités de production nécessaires à un moment donné. Le prix de marché ne tient donc pas compte du fait que des capacités de production moins onéreuses sont également utilisées. Quel sera l'impact en termes de coûts de l'électricité pour les particuliers ? Dans quelle mesure les centrales nucléaires permettront de réduire ces coûts ?▪ L. Dans un contexte où une maîtrise de la demande d'énergie apparaît de plus en plus nécessaire pour de nombreuses
--	--	--

		<p>raisons (économiques, sociales et environnementales), et où le recours aux sources d'énergie renouvelables apparaît à terme comme l'option la plus durable de produire de l'énergie, il serait intéressant d'analyser un scénario prévoyant la mise en place d'une politique proactive en la matière.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ M. L'un des trois objectifs de l'étude est de considérer un système énergétique « at an affordable cost for the society ». Peu d'informations sont présentées quant aux hypothèses qui sous-tendent le calcul de ces coûts, mais il semble que de nombreux bénéfices (en termes économiques, sociaux et environnementaux) d'une politique climatique ambitieuse ne soient pas pris en compte. La prise en compte de ces éléments, autant que faire se peut, est pourtant indispensable pour mener une évaluation économique des différents scénarios.▪ N. Les scénarios envisageant une révision de la loi sur la sortie du nucléaire prévoient la prolongation de la durée de vie des réacteur à soixante ans (contre trente années prévues lors de leur construction) et la construction d'une nouvelle unité. Le Bureau fédéral du Plan affirme dans son « Planning Paper 95 » que « [allonger la durée de vie des centrales] procède essentiellement d'une décision technique et économique qui dépend de l'état des installations, du coût de remplacement des composantes, de la fréquence et de la nature d'incidents qui pourraient survenir. L'élément le plus sensible de la centrale nucléaire est la "chaudière nucléaire" dont toute défectuosité devrait entraîner la fermeture définitive de la centrale pour des raisons évidentes de sécurité. A notre connaissance, on ignore aujourd'hui la fraction du parc nucléaire belge qui pourrait fonctionner économiquement et sans risque jusqu'à soixante ans. En France, on estime que seule la moitié des réacteurs nucléaires pourront fonctionner jusqu'à cinquante ou soixante ans. » Premièrement, comment cette dimension
--	--	--

		<p>a-t-elle été prise en compte dans le rapport de la CE2030 ? Deuxièmement, la faisabilité de construction d'un nouveau réacteur a-t-elle été étudiée en considérant les contraintes inhérentes à notre pays (densité de population, capacités de refroidissement des cours d'eau largement exploitées, etc.) ?</p> <p>Ce que le rapport ne dit pas suffisamment explicitement</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ O. La fermeture des centrales nucléaires n'induit qu'une augmentation marginale des émissions de gaz à effet de serre dans le scénario de référence. Dans le scénario de référence, les émissions de CO2 énergétiques restent relativement stables jusqu'en 2020, et augmentent ensuite jusqu'en 2030. Si il y a lieu d'anticiper l'augmentation en question, elle n'est prévue « que » pour 2020 ▪ P. L'augmentation de l'efficacité énergétique et le développement des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération sont plus élevés dans les scénarios sans nucléaire que dans ceux avec nucléaire. Dans une perspective à très long terme (2050), et tenant compte de la problématique de l'approvisionnement mondial en énergie, il semble nécessaire d'orienter à la baisse la consommation d'énergie primaire, et de développer les sources d'énergie domestiques ou plus efficaces. A ce titre, un scénario qui permet, à coûts limités pour la société, d'effectuer une inversion de tendance, dans un horizon très raisonnable de 25 ans (permettant à tous les acteurs de se préparer), semble une option à ne pas négliger. Prolonger la durée de vie des centrales nous retarde donc dans l'atteinte de ces objectifs, qui semblent être la voie la plus rapide vers un système énergétique durable (« sustainable energy future », p. 5 du rapport). ▪ Q. La cogénération et les renouvelables produiront les trois quarts de l'électricité nucléaire actuelle dans le scénario de
--	--	--

		<p>référence. Malgré cet ensemble de considérations limitant le potentiel de développement des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération, le rapport présente des chiffres éclairants. Le scénario « baseline » prévoit ainsi que les sources d'énergie renouvelables et la cogénération contribueront respectivement à 11,8% et 18,2% de la production totale d'électricité en 2030, laquelle s'élèverait alors à 110 TWh (contre 85TWh environ aujourd'hui). Sans qu'aucune mesure additionnelle ne soit prise, l'ensemble des sources d'énergie renouvelables devraient donc produire 13TWh/an en 2030, la production d'électricité par cogénération étant estimée à 20TWh/an. Le total de 33TWh représente les trois quarts de la production d'électricité nucléaire en Belgique.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ R. Le rapport souligne la nécessité d'investir dans des capacités additionnelles de production, et insiste à plusieurs reprises sur la nécessité pour les investisseurs de bénéficier d'une stabilité du cadre réglementaire afin de pouvoir réaliser ces investissements en connaissance de cause. Les associations environnementales ne peuvent que souscrire à une telle affirmation. Or, en bonne logique, trois scénarii de base sont aujourd'hui possibles :<ol style="list-style-type: none">1) la loi de sortie du nucléaire est remise en cause, ou non confirmée (ceci est une déstabilisation du cadre) → le nucléaire est prolongé → pas de nouvelles capacité de production installée dans la pays car le nucléaire décourage les investissements dans les nouvelles capacités de production.2) la loi est confirmée, mais uniquement pour la législature suivante → incertitude sur le long terme → frein aux investissements dans de nouvelles capacité de production3) la loi est définitivement confirmée → certitude sur le cadre réglementaire → investissements deviennent possible et réalisé si économiquement intéressant.
--	--	--

		<p>Ce sont les remises en question régulières de la loi de sortie du nucléaire qui créent des incertitudes et freinent la réalisation d'investissements dans de nouvelles capacités de production.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ S. Insuffisance de clarté sur les notions d'indépendance énergétique et de sécurité d'approvisionnement : l'étude distingue les 2 termes dans ses définitions (p 64 et 65), mais semble ensuite utiliser les termes de manière indistinctes ensuite. De plus, les conclusions abordent une troisième notion (import dependency). Cette dernière, d'après la note de bas de page 141, considère qu'une indépendance d'importation est d'acquise dès l'instant où le pays dispose d'une réserve équivalente à 1 ou 2 années de consommation. <p>Or il n'apparaît pas suffisamment clairement dans le rapport que la notion de sécurité d'approvisionnement se base sur une définition ne tenant compte que d'un horizon de 2 ans, tandis que la notion d'indépendance énergétique fait référence à une échelle de temps infinie. A ce titre, considérant que le développement durable est indissociable d'une logique à long terme, il y a lieu de souligner toute l'important d'une plus grande indépendance énergétique, qu'en Belgique seuls les renouvelables et l'efficacité énergétique peuvent apporter.</p> <p>T. Peu d'éléments ont réellement changé depuis la décision de fermer progressivement les centrales nucléaires. En 2003 déjà, les changements climatiques étaient déjà à l'agenda politique depuis des années et l'augmentation du prix des combustibles était déjà prévue. Par ailleurs, rien ne nécessite de nous dépêcher comme semble le faire croire le rapport préliminaire en affirmant « matters are becoming more serious and urgent ; there is no place for lightheadedness or loose wishful thinking » (p23)</p>
	<p>Didier Goetghebuer (ICEDD)</p>	<p>parmi les points qui sont absents du rapport je pointe:</p>

	3	<p>- une évaluation des consommations des secteurs logement et tertiaire par rapport à des benchmarks (par exemple 150 kWh par m2 chauffé et par an pour le logement) et les potentiels d'économie liés à des investissements de base (isolation toiture, remplacement des châssis,...) de façon à montrer ou pas si le potentiel d'amélioration existe et à le quantifier pour les logements et les principales branches du tertiaire (bureaux,...)</p> <p>- une évaluation des potentiels du réseau routier à pouvoir absorber la croissance prévue pour ce secteur en sachant que l'essentiel des investissements en infrastructure est déjà réalisé;</p>
--	---	--

Question 11

1 - 1.

Extensive and short descriptions of the PRIMES model are available on the web site of the NTUA (<http://www.e3mlab.ntua.gr> → *Mathematical Models* → *PRIMES* → *Manual*). This web site is referred to in footnote 79 to the report on p 103. Some of these descriptions have now also been made available on the web site of the CE2030 (<http://www.ce2030.be> → *Preliminary Report* → *General PRIMES Information*). Moreover, a short description of the model will be included in an Annex of both the CE2030 and FPB reports.

1 - 2.

Through reference to the EU directives (and our recommendation to follow them and transpose them ASAP), we implicitly focus on other areas than electricity. Repeating the work of the CEU in the CE2030 report would be superfluous.

A difficult sector is the transport sector as there energy and emissions are intimately related to mobility and congestion issues, which are the main problems. (See also the supporting document on transport.) The problem there is much wider than energy and CO₂ alone. This has been specified in the recommendations. This needs to be carefully studied before concrete recommendations can be made. PRIMES is mainly an energy technology model that needs activity parameters from sectors such as transport and tertiary activities as an input. All the policy options surrounding these input variables – e.g. the instruments to control transport activities – are not integrated in PRIMES.

As to security of supply and the GHG issue, the electricity sector is important (and hence the reason for dealing with that explicitly in the recommendations)

since a.o. the role of nuclear, coal and gas are each important elements (with considerable opportunity costs involved, including the GHG issue).

1 - 3

Some more attention on these non-CO₂ GHG will be devoted to in the CE2030 final report (through an appendix or via references).

The report of the FPB for Minister Tobback ("Climate policy beyond 2012"; referenced in the CE2030 report via a website) provides projections of non-CO₂ GHG up to 2020 in the baseline scenario and in GHG reduction scenarios (corresponding to CV of 42 and 110 €/t CO₂). A forthcoming paper of the FPB will provide figures for all GHG in 2030 for two emission reduction scenarios stemming from the studies for Tobback and the CE2030.

1 - 4.

Some elements will be put in an appendix, but because of space limitations in the CE2030 final report, reference will be made to the appropriate literature. (E.g., the *te/erad* website will be referenced.)

1 - 5.

See already answers to Q 3.2 & 9.3 in the first batch. This issue will be elaborated on more in the final report. From recent discussions with the Belgian Federal Geological Service, it can be concluded that CCS with storage in Belgium by 2030 may be an interesting possibility by 2030, but the massive storage capability (as required by some of the CE2030 scenarios) in a routine commercially available way, remains an open question.

2 - A. a

These funds exist; see answer to Q 8.3.d of the first batch.

2 - A. b

See answer to Q 3.1 & 8.3 of the first batch.

2 - A. c

See answer to Q 8.4 of the first batch.

2 - A. d

PRIMES calculates the private cost of every conceivable mix of energy technologies. Each scenario shows the cost to realize a specific climate policy scenario, and hence calculates the shadow cost of a climate policy target. In the economic literature, this shadow cost is considered as the social cost per ton CO₂ for the simple reason that the precise social cost of one ton of CO₂ is impossible to calculate.

Nuclear Liability

This issue is dealt with internationally by the conventions of Paris and Brussels.

In Belgium, the situation is currently as follows:

- amount to be covered by the nuclear operator: 297.5 MEUR
- amount to be covered by the Belgian state: 0 EUR
- amount to be distributed over the participating countries: 163 MEUR

The amount of 297.5 is a consequence of the law of July 11 2000, changing the law of July 22 1985 concerning the legal liability regarding nuclear energy (according to which the responsibility of the nuclear operator was limited to 99 MEUR). This modification was established in anticipation of a revision of the conventions of Paris and Brussels.

A revision of the earlier mentioned conventions changes these amounts as follows:

- amount to be covered by the nuclear operator: up to minimal 700 MEUR (whereby each country can go higher if it decides to do so);
- amount to be covered by the state where the accident occurs: between 700 MEUR (or higher) and 1200 MEUR;
- amount to be distributed over the participating countries: between 1200 and 1500 MEUR

Ratification of these revised conventions of Paris and Brussels has not yet taken place. This is foreseen by the end of the year 2007 (after submittal of the bill at the beginning of the new legislature).

An increase of these liability-related responsibilities of the operators only has a limited influence on the insurance premium and consequently on the cost of a nuclear kWh. This can be explained by the fact that a *risk* is being insured. A risk is the product of the consequences with the probability that an accident occurs. The larger an accident, the smaller the probability (as has been shown in several nuclear-related and other studies). Therefore, the increase of the liability ceiling has only influenced the covered risk to a limited extent. It is therefore a false impression that a ceiling on the liability amount represents a large cost evasion by the nuclear operators. The ceiling of the liability amount has to do with the capacity of the insurance market. This capacity increases with time.

It is important to mention that all mentioned amounts are based on the accident of Chernobyl. The large damage in this accident was caused by the fire of the graphite core, which has caused large turbulence and updraft and hence a large dispersion of radioactive material. Furthermore, the Chernobyl plant has no containment building. The Belgian reactors and most reactors worldwide do not have a graphite core and do have a containment building. In these reactors, it is impossible that a fire of similar dimensions as in Chernobyl takes place, and the containment building will contain most of the radioactive material. Even in case of a very serious accident, damage as occurred with Chernobyl, is virtually impossible. For nuclear reactors of the third generation (e.g., EPR), a serious accident would only require evacuation of people within a radius of 1.5 km. For reactors of the fourth generation, there would effectively be no need for evacuation.

2 - A. e

See answer to Q 8.5 of the first batch.

2 - B.

See answer to Q 3.4 & 8.1 of the first batch.

2 - C.

Cogeneration from biomass is also included in the model. As far as the results are concerned, CHP operates from natural gas and from biomass.

The potential use of biomass is totally determined by its limited availability and by the cost of massive biomass import, regardless of the way it is used (heat, power, cogeneration or transport). Cogeneration on the other hand has its own limits in terms of potential heat demand, regardless of the fuel used. PRIMES then makes an optimal use of the different fuels in the different applications.

The question is therefore not really relevant because there is no limitation to the application of biomass in terms of cogeneration.

See also Q 2.3 & 8.6 of the first batch.

2 - D.

See answer to Q 4.1 to 4.3. of the first batch.

The short-term price elasticity of transportation fuel demand is indeed low but the long-term elasticity is considerable higher. The values of the elasticities in the model are based on the economic literature. PRIMES provides results for the period up to 2030 and energy prices in the simulations evolve according to a predetermined trend. Strong fluctuations and even price shocks such as in 2006 are not considered since over the complete period, the price is fluctuating around the trend.

2 - E.

A broader concept of sustainability has been taken into account; see also external cost section in the CE2030 text § 3.2.1., and the references to the literature.

All the scenarios used by the CE2030 calculate the cost of a specific climate policy target under various constraints. It is widely acknowledged that lower GHG emissions provide ancillary environmental benefits. When less coal is used, emissions of non-GHG such as SO₂ and NO_x can also be reduced. More fuel efficient vehicles can lead to lower emissions of fine particles. As a result, the environmental focus of the work of the CE2030 is not restricted to GHG although it is too speculative to provide an estimate of expected improvements in environmental quality.

With respect to the social consequences of the scenarios, it is up to the government to ensure that the price consequences from specific scenarios are acceptable from a social point of view. It should however be stressed that the least expensive combination of energy technologies to realize a given

climate policy target is from a social perspective strongly preferable over a more expensive combination.

2 - F.

A reference to Laes (2006) has been given in the CE2030 report for in-depth treatment of this type of considerations. (This PhD thesis is now available on the web <https://repository.libis.kuleuven.be/dspace/handle/1979/461>.)

Furthermore, the work of the CE2030 starts from the assumption that the current energy technology mix is acceptable from an ethical perspective. Otherwise this technology mix would not be used. The statement that the work of the CE2030 lacks an ethical dimension is identical to the statement that the current technology mix lacks an ethical dimension. If the latter observation were justified, the CE2030 cannot be held responsible for the lack of ethical reflections in Belgium.

2 - G.

See answer to Q 2.1, 2.2 and 3.4. of the previous batch.

A careful (i.e., avoiding mixing 2020 figures with 2030 figures (emissions, CV, etc.) and detailed analysis shows that the results of the study for Minister Tobback are in line and coherent with the scenario analysis made for the CE2030. The FPB is ready to answer any question on that issue and to clarify remaining doubts. A forthcoming paper of the FBP places scenarios of both studies within the same analysis framework and compare the results for the year 2030.

2 - H.

PRIMES copes with several issues related to the environmental and economic aspects of a Belgian energy policy up to 2030, but not with all of them. Issues not covered by the PRIMES model can be dealt with using other models (where possible and available) and expert studies or advices (within the time constraint set on the work by the CE2030).

It would indeed be interesting to study other aspects of the energy technology mix but the CE2030 needs to finalize its report in June 2007.

As to the recycling of fiscal revenues, see the answer to Q 10.2-3 above.

2 - I.

By construction, the PRIMES model is based on existing and likely future technologies for which assumptions are (and can be) made on the development of costs and efficiency, market penetration, etc. This is the case for most energy models with a detailed description of the techno-economic characteristics of energy technologies. Other approaches exist that allow for more pronounced technological or behavioural changes especially in the long and very long term (2050-2100). A typical example of such approaches is the

backcasting approach used in the study for Minister Tobby for the year 2050 and in other European research projects for the year 2100.

It should be recognized though that, the further the time horizon, the more speculative and less certain investment-cost assumptions and other 'predictions' on technologies become. Nothing is more difficult than to predict what innovation will actually lead to.

2 - J.

This can be done, but is not simple as not many hard-wired data are really available. In fact only 3 real things have been seen: the BASF CCGT (Zandvliet Power), a number of wind turbines and the CHP installation at INEOS. A number of other projects have merely been announced, few of them have actually been confirmed and none of them has been started. A number of power plants are also announced to be shut down. We should also not forget that since the time of the announced nuclear phase out, the peak demand has grown by 1 GW.

Taking into account what has been announced and what is dispatchable capacity, about only half the electric energy of Doel 1&2 and Tihange 1 seems to become available. This however assumes that gas-fired units would run about 8000 h/a, which is given the very high gas prices totally unrealistic or extremely expensive. This also ignores the fact that replacing nuclear power and replacing it by these units will increase the CO₂ emissions considerably.

To avoid misunderstandings, this computation will be put on the CE2030 website under "Frequently Asked Questions", in the near future.

An important point on this investment issue is that, upon closure of 1800 MW nuclear base-load power, it is questionable whether companies will be tempted to invest in new generation capacity because gas is too expensive, which is likely to lead to negative margins in a liberalized market, and because coal is too uncertain with regard to the CO₂ emission trading scheme (grandfathering versus auctioning of permits), and the timely obtaining of environmental licenses.

2 - K.

This question is not totally relevant since it requires the use of a fully integrated European model. Furthermore, there are no guarantees that an integrated market will by definition lead to much lower prices. Will the consumer benefit from the evolution from national monopolies to European oligopolies? Suppose the European electricity market is consolidated by 2020 and the producers decide not to invest in additional capacity when aggregated demand is growing...

In an ideal competitive market, the price is indeed set by the marginal plant, but there is not one price, but different prices for base load, mid load and peak load. Investors will try to have a balanced portfolio to spread the risk of investment and fuel costs. Depending on the investors' judgements, nuclear, gas, coal and renewable may be part of the mix.

2 - L.

See the answer to Q 2.3, 8.6 & 8.8 (renew) and 8.9 (demand) of the previous batch.

The work of the CE2030 contributes to a better understanding of the possible outcomes of such a proactive policy.

Such a proactive policy was studied for Minister Tobbyack. However, only the impact on energy consumption and emissions was studied, not the economic consequences.

2 - M.

See the answer to question E above. Given the difficulties to fully assess all environmental and social consequences of a given climate policy target – not to confuse with the valuation of these consequences, the work of the CE2030 does not cover the complete picture. The CE2030 is aware of this restriction.

2 - N.

See answer to Q 3.1, 8.3 & 8.4. of the first batch.

Reference is also made to the supporting Document by Streydio, Tonon & Klees and its appendix concerning the life of a NPP.

2 - O.

The evolution of CO₂ emissions in case of a nuclear phase out in the Baseline will be elaborated on more in detail in the final report. Do not forget that the baseline shows a non-negligible increase in CO₂, but that we will have to reduce the CO₂ emissions by 15 to 30% in reality by 2030.

2 - P.

This question neglects the binding climate policy commitments Belgium has to face in the coming decades. Furthermore, not only the nuclear capacity has an impact on investments in renewable energy technologies. When Belgium has to reduce domestic emissions by 2020 or by 2030, the nuclear phase-out will increase the cost of climate policy. In response, Belgium could for instance increase the import of French (nuclear) electricity instead of investing in renewable technologies. Another possible consequence is the increased use of emission permits from other countries (the domestic reduction targets studied by the CE2030 are part of a European approach which includes emissions trading). A low price for emission permits can take away the incentive to invest in renewable technologies. To conclude, the nuclear phase-out is no guarantee for a boost to the sector of renewable energy.

It should be noted also that renewable investments are not market but subsidy driven. It is because of the existence of green certificates that investors opt for renewable investments. Since somebody has to pay for

those subsidies, it is considered by some as an interesting route to recycle some of nuclear-generated revenues towards renewable energy investments. The CE2030 recommends such recycling in case of a lifting of the nuclear phase out.

2 - Q.

The numbers put forward in this comment seem correct, but the sole message is that renewables and cogeneration are expected to be a significant part of the future power supply. The total energy demand is covered by a sum of contributions which are in the same order of magnitude (renewable, cogeneration, gas, nuclear). These contributions are complementary and not interchangeable, as the comment seems to suggest.

Note that it is not quite correct to simply compare in terms of electrical energy produced. The picture is more complicated as at any time the peak electrical load needs to be covered. For that the controllable (and dispatchable) instantaneous power production is important; most renewables (except biomass) are fluctuating and a large part of CHP, being heat driven, is not firm.

Note furthermore that the figures on electricity produced from RES and CHP cannot be summed up because both figures include biomass (and waste): biomass is a RES and is burned in CHP plants. So the total of 33 TWh involves double counting of the biomass for electricity (and heat) production.

2 - R.

See answer to Q 5.3. of the previous batch.

Investors base their decisions not solely on the content of the legislation but also on the feasibility of the legislation and policy proposals. Furthermore, investments in energy capacity are more and more considered from an integrated European perspective. Belgium investors can invest in the neighbouring countries and vice versa.

But clearly, a stable regulatory framework is important, as has been delineated in Q 5.3 of the previous batch. It is, however, erroneous to state that discussions about the nuclear phase out law affect the stability on the investor's market, for the following reasons:

- investment decisions in CCGT are not affected by the discussion on the nuclear phase out as the period of decision to operation for CCGT is merely three years. By the time one has to invest, the picture on the possible 'yes-or-no' shut down of some nuclear units will be clear. The issue for investing in CCGT is more a problem of high fuel costs and the guaranteed deliverability of the gas, the latter certainly in case of a complete nuclear phase out.
- investments in coal fired generation is mostly affected by the uncertainties concerning environmental permits and the post-Kyoto emission-trading scheme. (See also above, the answer to Q 11.2-J.)
- investments in renewable energy in Belgium are independent of the nuclear issue, as they are subsidy driven (because of green certificates of feed-in

tariffs in certain places in Europe) and not market driven. In the renewable case, as already specified in the answer to Q 5.3 of the previous batch, it is important to have a stable subsidy framework. As hinted above, here nuclear generation may even help to bear the costs for renewable generation.

2 - S.

In order not to overload the report with too much technical detail, the issue of security of supply was limited to primary-energy terms (related to energy dependence) and generation adequacy (related to avoiding black outs). As the issue does not seem to have been explained sufficiently clear, some clarifications in the final report will be made.

The last comment on renewables and energy savings as the only indigenous "sources" of energy is correct but misleading as written. Because of circumstances, Belgium can never be "energy independent" even with an infinite amount of money invested in renewables if we want to have an acceptable level of economic activity and an acceptable standard of living. In that regard, the time scales of energy dependence and hence the storability or the lack thereof (nuclear, coal, oil, gas, wind, sun, ...) are important.

2 - T.

We dispute the statement by the questioner. Note that the decision for a nuclear phase out has effectively been made in July 1999, in the governmental declaration. Since then, and even after the formal publishing of the law early 2003, major changes have taken place in the energy theater.

Tripled oil prices since 2002, China and India boosting global energy demand, gas and oil conflicts between Russia and several former Soviet-States, energy security as a new concern for the European Commission, major upheaval in the Middle-East, more dramatic outlook on the climate-change issue,...It is difficult to claim that nothing changed in the last years.

3 - a.

That is true. The level of detail of the PRIMES model does not allow easily for such benchmarks.

3 - b.

The development of passenger and freight transport activity used in the scenario analysis is stemmed from the (European) SCENES transport network model. This model accounts for the capacity of existing networks and for infrastructure projects described in the TENs (Trans-European transport networks).

An increase in road transport will result from an increase of activities during off-peak periods. As a result, no further investments are needed.

Inter-Environnement Wallonie		
N°	Auteur	Question
12	Mikaël Angé	<p>1) D'ici 2020, on peut raisonnablement supposer que le marché de l'électricité sera opérationnel à une échelle dépassant largement les frontières belges. Dans un tel marché, le prix de vente sur les plate-formes d'échange est fonction du coût de production de l'unité de production marginale nécessaire pour répondre à la demande, à une échelle européenne et non plus seulement belge. Cette dernière est théoriquement la plus chère de toutes les unités de production nécessaires à un moment donné. Le prix de marché ne tient donc pas compte du fait que des capacités de production moins onéreuses sont également utilisées.</p> <ul style="list-style-type: none"> - De manière générale, comment le modèle Primes gère-t-il cette situation ? En quoi, dans ce modèle, le fait de recourir à une unité de production moins chère que celle marginalement utilisée bénéficie-t-il à la société ? - Dans le cas spécifique des scénarii utilisés par le CE2030, comment l'établissement d'un tel prix de vente à l'échelle européenne, et non pas seulement belge, est-il réalisé ? - Indépendamment de ce modèle, considérez-vous que le fait de rémunérer de manière plus importante l'actionnaire, éventuellement étranger, d'une unité de production dont les coûts de production seraient moins élevés par rapport à la moyenne du parc de production bénéficie à la société représente un réel avantage pour la collectivité ?
		<p>2) L'un des trois objectifs de l'étude est de considérer un système énergétique « at an affordable cost for the society ». Qu'entend-on exactement par coûts pour la société ? Quelles hypothèses sous-tendent le calcul de ces « coûts sociétaux » ?</p>
		<p>3) Les scénarios envisageant une révision de la loi sur la sortie du nucléaire prévoient la prolongation de la durée de vie des réacteur à soixante ans (contre trente années prévues lors de leur construction) et la construction d'une nouvelle unité. Le Bureau fédéral du Plan affirme dans son « Planning Paper 95 » que « <i>[allonger la durée de vie des centrales] procède essentiellement d'une décision technique et économique qui dépend de l'état des installations, du coût de remplacement des composantes, de la fréquence et de la nature d'incidents</i></p>

		<p><i>qui pourraient survenir. L'élément le plus sensible de la centrale nucléaire est la "chaudière nucléaire" dont toute défectuosité devrait entraîner la fermeture définitive de la centrale pour des raisons évidentes de sécurité. A notre connaissance, on ignore aujourd'hui la fraction du parc nucléaire belge qui pourrait fonctionner économiquement et sans risque jusqu'à soixante ans. En France, on estime que seule la moitié des réacteurs nucléaires pourront fonctionner jusqu'à cinquante ou soixante ans. »</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Comment cette dimension a-t-elle été prise en compte dans le rapport de la CE2030 ? - La faisabilité de construction d'un nouveau réacteur a-t-elle été étudiée en considérant les contraintes inhérentes à notre pays (densité de population, capacités de refroidissement des cours d'eau largement exploitées, etc.)
--	--	--

Question 12

1 -

See above, the answer to Q 11.3.K

The PRIMES model includes a "tariff" module for electricity where electricity prices are computed according to a Ramsey-Boiteux formula (i.e. average cost + mark-up + transport and distribution costs + taxes). There no relationship between the resulting price and a market price at European level.

2 -

The used model calculated the cost of each mix of energy technologies, without considering social costs (see the answer to Q 11.2 - E). Whether the cost of a given technology mix is affordable or not, remains a normative issue.

3 -

Duplicate of Q 11. 3 - N

CREG		
N°	Auteur	Question
13	Bart De Waele	1. Welke zijn de technico-economische parameters (rendement, gebruiksduur, beschikbaarheid, investeringskost, vaste kosten, variabele kosten, ...) die voor elke technologie werden gebruikt? Hoe evolueren deze parameters tussen nu en 2030?
		2. Het rapport geeft vooral voor het jaar 2030 een aantal resultaten van bepaalde scenario's. Zijn er vijfjaarlijkse resultaten (2005, 2010, 2015, 2020, 2025) beschikbaar voor alle scenario's in tabelvorm?
		3. Bij de berekeningen werd er rekening gehouden met reductiedoelstellingen van energie-gerelateerde CO2-emissies in een geïsoleerd Belgisch energiesysteem. Kunnen dezelfde scenario's herberekend worden rekening houdende met de flexibiliteitsmechanismen (de verhandelbare emissierechten, de gezamenlijke uitvoering en het propere ontwikkelingsmechanisme)? Indien dit niet mogelijk is, wat is, volgens de Commissie 2030, de impact op de resultaten dan wel aanbevelingen?
		4. In welke mate en hoe werden de sociale kosten en opbrengsten van de verschillende opties of scenario's in rekening gebracht? Kan een gedetailleerde opsplitsing van deze kosten en opbrengsten meegedeeld worden?
		5. Op welke elementen in het voorrapport baseert de Commissie 2030 zich voor haar aanbeveling op pagina 181 met betrekking tot de ontvlechting van eigendom "Full ownership unbundling is not necessary as long as strict corporate governance rules are applied". Wat bedoelt de Commissie met "strict governance rules" en welke zijn dan, volgens de Commissie de nadelen van full ownership unbundling?
		6. a) In tabel 12 op pagina 45 van de studie van het Federaal Planbureau stelt men vast dat in 2030 de productiekost in het scenario Bpk15ns lager is dan deze in het scenario Bpk15n (41.7 tov 43.2 €/2000/MWh). Is de CO2-kost in deze productiekost inbegrepen? Hoe wordt dit verschil verklaard als men rekening houdt met de volgende vaststellingen: 1)het productiepark blijft quasi ongewijzigd blijft, 2)de CO2-

		<p>intensiteit voor elektriciteitsproductie hoger is in scenario Bpk15ns en 3)de CO2-waarde hoger is in het scenario Bpk15ns? Kunnen de gemiddelde productiekosten worden opgesplitst in kapitaalkosten, onderhouds- en operationele kosten?</p> <p>b) Wordt de volledige productiekost (met inbegrip van de CO2-kost) teruggekoppeld naar de vraag voor elektriciteit?</p>
		<p>7. Werd met alle externe kosten voor elektriciteitsproductie (tabel 3.1., p. 67 van het voorrapport) rekening gehouden? Welke componenten werden in rekening gebracht (voorbeelden van bedoelde componenten: de ontmantelingskost tot greenfield, de kosten gelinkt aan ongevalsrisico's,...)? Kan er voor elke technologie een opsplitsing van de externe kosten in haar diverse componenten worden gegeven (evt. totaal van de externe kosten)?</p>
		<p>8. In welke mate stemt de overweging die teruggevonden kan worden op pagina 51 , 4^{de} paragraaf) waarin er gesteld wordt dat een versterking van de interconnectiecapaciteit een gunstig effect zal hebben op de prijs, overeen met de realiteit van het recente verleden?</p>

Question 13

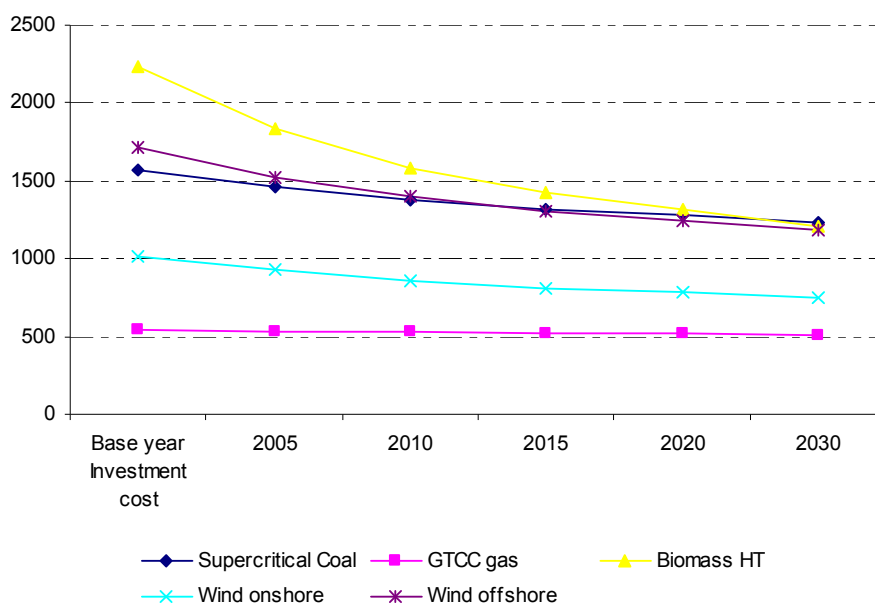
1 -

See already Q 7.1 & 8.4 of the previous batch.

Most power generation technologies referred to in the FPB and CE2030 reports are aggregates of more detailed technologies. The model results we have at our disposal relate to aggregates and not to individual technologies. For instance, the aggregate "wind off-shore" combines various wind "technologies" whose production costs differ according to their location (impact on utilisation rate), their size, etc. Consequently, it is not possible to establish a direct link between the techno-economic data of individual technologies (more than 60 power technologies in the PRIMES data base) and the model results. Moreover, the investment costs may vary according to whether a new plant is built on greenfields or on an existing site (see the answer to question 8.4 on nuclear).

Given this particular feature of the model, it is not possible to give an extensive description of all power generation technologies. Instead, we have plotted the evolution of the investment costs (which is the most important cost parameter with the fuel costs) of some key power generation technologies (see figure below; expressed in EUR/kW). Investments costs relate to new plants on greenfields and for wind we have selected those with an annual

utilisation rate of 2100 hours for onshore wind and of 2630 hours for offshore wind.



Furthermore, the answer to question 8.4 includes a comparison of the production costs of three power generation technologies which can be useful in relation with this new question. It is based on the techno-economic data used in PRIMES.

(Notice that the duration of operation of power plants is an output of the model not an input.)

People interested to go deeper into the details of the techno-economic characteristics of power plants are invited to visit the web site of the European research project EU-SUSTEL which provides useful information on that issue, including comparisons between different sources (<http://www.eusustel.be>).

2 -

The FPB report (available as supporting document on the www.ce2030.be website) provides the results also for the years 2010 and 2020 (in annex D).

3 -

See answers to Q 2.1 & 2.2 and 3.4. of the former batch.

In the final report, a table with domestic reduction efforts complemented with emission permit transactions could be integrated to highlight this important issue. There are, however, no further scenario runs planned.

4 -

PRIMES does not consider social costs. In contrast to energy technology costs, social costs are mainly local costs and extremely difficult to express in monetary terms. See the supplemental document on external costs.

5 -

Full ownership unbundling does not bring anything extra beyond what is already available now. The investment decisions have to be taken by the Management Committee in full independence of the stakeholders and the owners. This does not only apply for parts of the previously vertically integrated companies, but also for instance for the other owners. One could also imagine that for instance the communities could influence investment decisions that would be negative for the market development. So a good mix of ownership as now available in Elia, which is internationally regarded as a very good example. The way the system has been set up in Belgium is a very good implementation that is at the top of the European list. The European Commission has indicated that no further action is needed.

6 - a

There is a fourth factor that differentiates the scenarios Bpk15n and Bpk15ns, that is the costs related to the CCS technology. These costs are included in the Bpk15n scenario but not in the Bpk15ns scenario. In 2030, when investments in CCS are the highest, this fourth factor more than counterbalances, although slightly, the other factors. In the years before 2030, however, the average production costs are comparable or slightly higher in Bpk15ns. The utilisation rate of power capacities is also slightly higher in Bpk15ns than in Bpk15n. It is worth to underline here that despite average production costs are lower in Bpk15ns, in 2030, the total energy system costs are higher.

In Bpk15n, the average production costs are split as follows (the level of disaggregation we have at our disposal): capital & fixed operating costs: 38%, variable operating and fuel costs: 43%, other costs (transmission & distribution, net imports, etc.): 19%. In Bpk15ns, the percentages are 37%, 44% and 19%, respectively.

6 - b

There is a feedback of prices on demand (PRIMES is a partial equilibrium model).

7 -

See earlier responses, especially Q 13. 4

8 -

This question is surprising, since Figure 2.27 (p 58) of the CE2030 report (which is a CREG figure) clearly shows a positive impact on the price. Due to

the increased interconnection capacity, the prices between France-Belgium-Germany have converged to a far larger extent than before. We did not mean to say that prices would go down (literally) due to increased interconnection capacity. The spirit of what has been written on page 51 (4-th para) is that Belgian prices will not be considerably higher than abroad. Indeed, the level of prices is set by the market, which in turn is set to a large extent by the marginal unit (which can have high costs because of rising fuel prices). The positive effect of interconnection capacity is price stability (very positive for the market) and price convergence in a larger zone (the first point is often a consequence of the second).