

Analyse de l'approvisionnement en électricité Hiver 2014-2015 et suivants – Plan de pénurie

WG Belgian Grid – 11/09/2014

David Zenner

Aperçu

- 1. Le rôle du gestionnaire de réseau**
- 2. Evolution récente et état du parc de production**
- 3. Importation d'électricité**
- 4. Analyse statistique de la sécurité d'approvisionnement**
- 5. Incitants pour le marché – flexibilité de la demande**
- 6. Plan de délestage**
- 7. Questions & réponses**

1. Le rôle du gestionnaire de réseau de Transport

Le GRT joue un rôle central dans la révolution énergétique

3 métiers



**Infrastructure
Management**

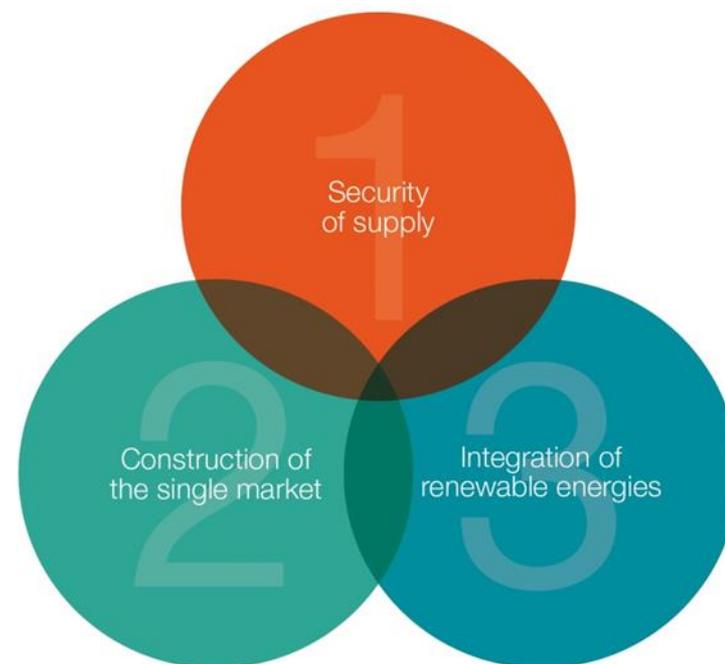


**System operation
+ réserves stratégiques**



Market facilitation

3 enjeux





Qui est concerné?

Les Autorités publiques (fédérales)

- Rôle de surveillance de l'adéquation entre parcs de production disponible, possibilité d'importation et évolution de la consommation
- Rôle d'action (en cas de constat d'inadéquation) : appel d'offres, réserve stratégique, mesures de sensibilisation, mesures d'interdiction, ..., fixation du cadre légal, ...
- Rôle d'approbation du Plan de développement du réseau de transport.

Les Producteurs/Fournisseurs

- Production ou achat (notamment via importation) de l'électricité strictement nécessaire pour alimenter la clientèle avec laquelle ils ont conclu des contrats de fourniture
- Développer au besoin des possibilités de gestion de la demande/flexibilité auprès de leur clientèle ou d'acteurs proposant ce type de service (agrégateurs) pour assurer l'équilibre de leur portefeuille.

Le Gestionnaire du réseau de transport (Elia)

- Mise à disposition d'une infrastructure de transport d'électricité fiable, permettant notamment aux acteurs de marché d'importer l'électricité nécessaire
- Avis sur le dimensionnement de la réserve stratégique et activation de celle-ci au besoin.
- Gestion de l'équilibre instantané entre quantité d'énergie produite/importée et quantité prélevée/exportée.

Les Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)

- Distribution de l'électricité vers les entreprises et les particuliers raccordés à leurs réseaux.

2. Aperçu du parc de production

Aperçu des unités de production (nucléaire et fossile) concernées par les discussions actuelles

Centrales électriques classiques

Centrales construites dans les années 60 et début 70 qui sont encore en service à l'hiver 2012-2013

- Ruien + Les Awirs 5 = +/- **900 MW**.
- En 2013 définitivement fermées => non soumises à l'obligation de participer aux réserves stratégiques

Unités Nucléaires

7 unités nucléaires pour un total de **5900 MW**

- Sortie planifiée par la loi pour 2025
- Doel3/TI 2: indisponibles hiver 2012-2013 (à nouveau fermées depuis le 26/03/2014)
- Doel 4: indisponible jusqu'à fin décembre
- Doel 1: diminution de la capacité jusqu'à fermeture le 15/02/15

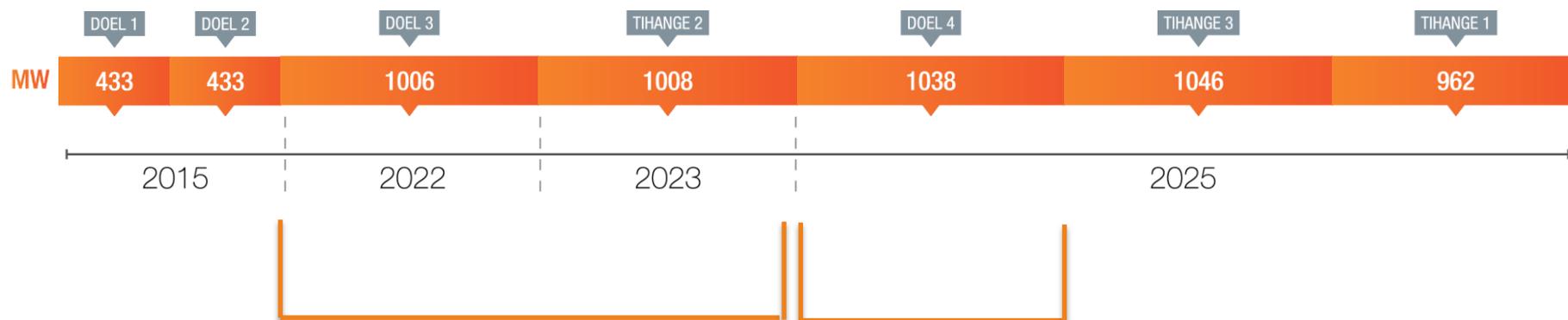
Centrales au gaz

Total de +/-**4400 MW**, pour lesquels **des intentions de mise hors services ont été annoncées**

Seules Seraing en Vilvorde (jq750MW) hors du marché au 01/11/2014 => sont reprises dans la réserve stratégique

- Mises hors services additionnelles sont annoncées pour après 01/04/2015 => ces unités sont donc prévues en service pour l'hiver prochain

Pour cet hiver, nous devons faire face à des événements soudains et imprévus dans le parc de production



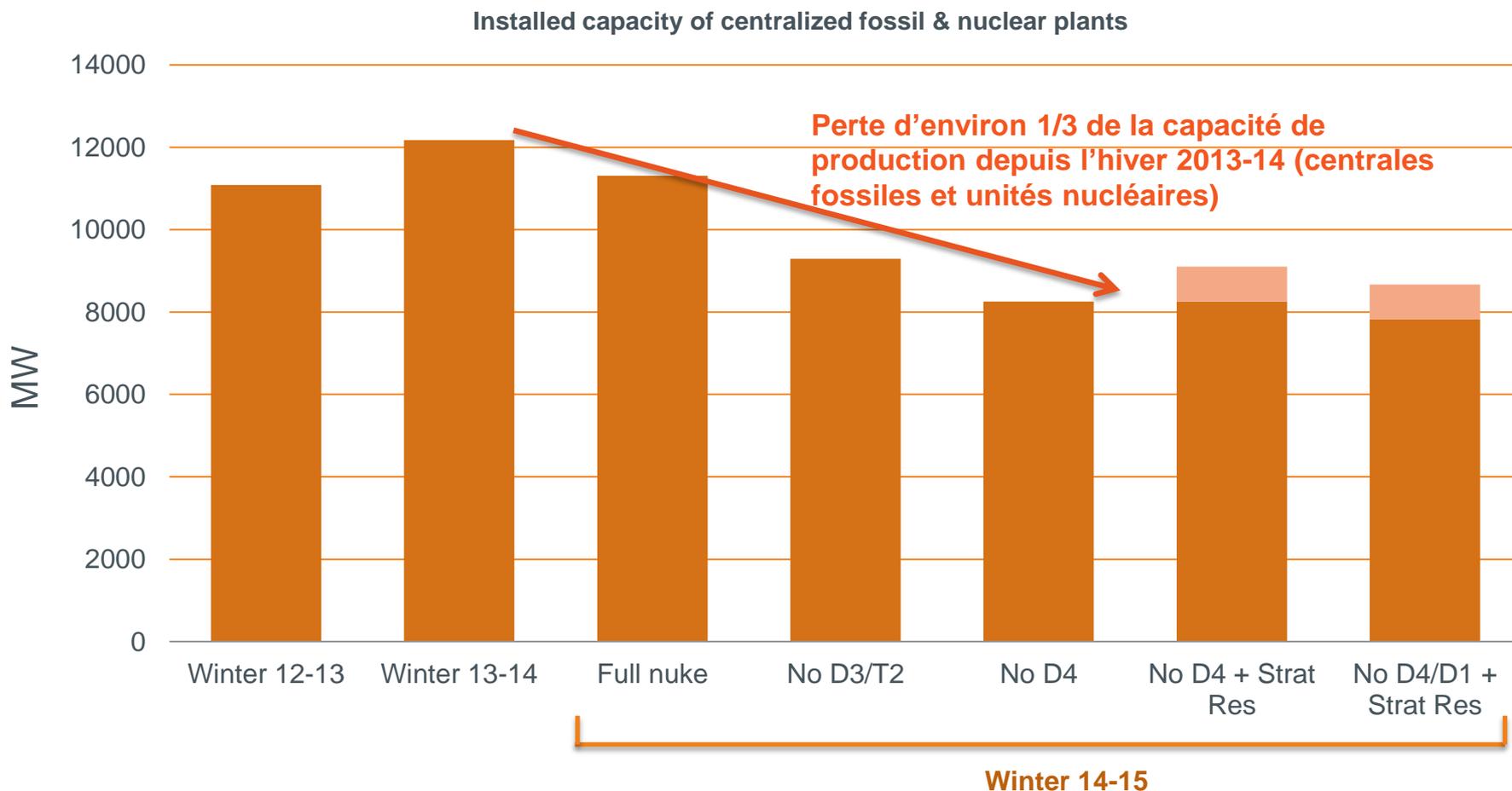
- 2014 MW

Retour incertain
pour l'hiver

- 1038 MW

Fermeture et travaux
jusque fin décembre 2014

À la veille de cet hiver, **1/3** de la capacité de production (nucléaire et fossile) centralisée est indisponible



Parc de production 2014 comparé à l'hiver 2012-13

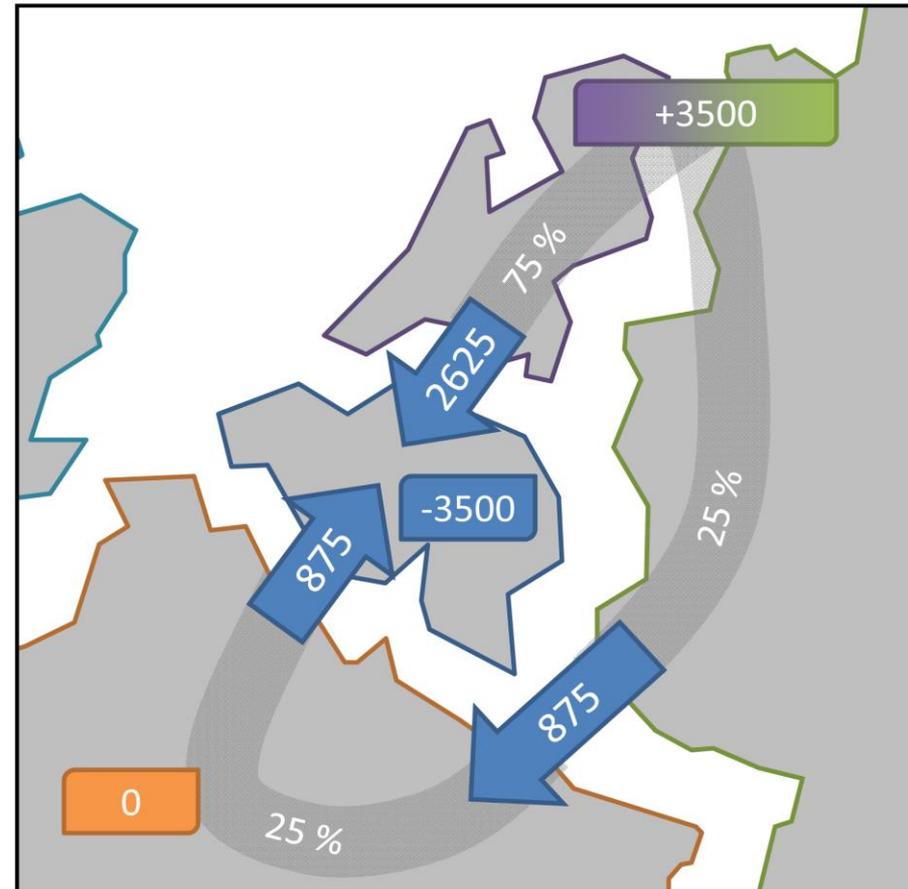
Durant l'hiver 12-13, D3 et T2 étaient également indisponibles, de plus la demande totale et la capacité d'importation n'ont pas changés de façon significative.

- **Energie renouvelable et Cogén** : l'augmentation de la capacité de production depuis le début 2013 est d'environ **+ 1800 MW**, dont env. 800 éolien, 500 PV et 500 biomasse + Cogén.
- **Centrales vapeur classiques**: les trois unités de Ruien 5,6 et Les Awirs 5 étaient disponibles en 2012-13 et pouvaient être redémarrées en cas d'incident inopiné ou de vague de froid prolongée, ce qui n'a pas eu lieu en 2012-2013. → **- 900 MW**
- **Nucléaire**: en cas d'indisponibilité de D4: perte supplémentaire de → **- 1038 MW + diminution de capacité de Doel 1 jusqu'à fermeture le 15/02/2015**
- **Centrales au gaz**: le réaménagement de Vilvorde pour la réserve stratégique va de pair avec une perte définitive de 120 MW et un risque accru d'indisponibilité totale au début de la période hivernale. → **- 120 à - 385 MW**.

Pour déterminer les conséquences de cette situation sur l'approvisionnement en électricité, Elia utilise un modèle probabiliste selon la norme LOLE (cf. point 4)

3. Importation d'électricité

- Le réseau actuel d'Elia met à disposition des acteurs de marché une capacité de transport pour importation de **3500 MW**.
- Cela répond aux **critères européens de sécurité** pour éviter un effondrement du réseau avec effet domino.
- Les flux électriques sont déterminés par le **marché**.



Exemple d'importation de 3500 MW
provenant du nord de l'Europe

4. Estimation probabiliste selon la norme légale LOLE

Comment peut-on concrètement définir le niveau de risque de pénurie?

Elia applique un **modèle probabiliste** de sécurité d'approvisionnement basé sur la Loi Electricité

(Article 7bis de loi sur l'électricité de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (modifiée par la loi du 26 mars 2014 sur les réserves stratégiques))

Principe = garantir l'adéquation entre la production et les besoins de consommation

LOLE moyen \leq 3 heures - LOLE P95 \leq 20 heures

2 unités de mesure :

- ✓ **LOLE** (*Loss of load expectation*) = heures/hiver (**en moyenne**) pendant lesquelles la demande ne pourra être couverte par l'ensemble des moyens.
- ✓ **Le 95^{ème} percentile (P95)** = heures/hiver pendant lesquelles la demande ne pourra être couverte par l'ensemble des moyens dans une année exceptionnelle au niveau des variables : froid/charge ou pannes.

Quelles sont les données prises en compte dans la simulation ?



Sources disponibles

✓ Production

- Nucléaire/fossile
- Renouvelable
- Pompe/turbine
- Production dans les réseaux de distribution

✓ Réserves nécessaires à l'équilibre du réseau

✓ Réserves stratégiques

✓ Importations de 3500 MW



Variables

✓ Les variables climatiques :

- Production solaire
- Production éolienne
- Température

✓ Le niveau d'activité économique

- Jour ouvrable/vacances
- Jour/Nuit

✓ Les arrêts de centrales :

- Arrêts planifiés (maintenance)
- Arrêts non-planifiés

Manque de capacité selon la méthode probabiliste

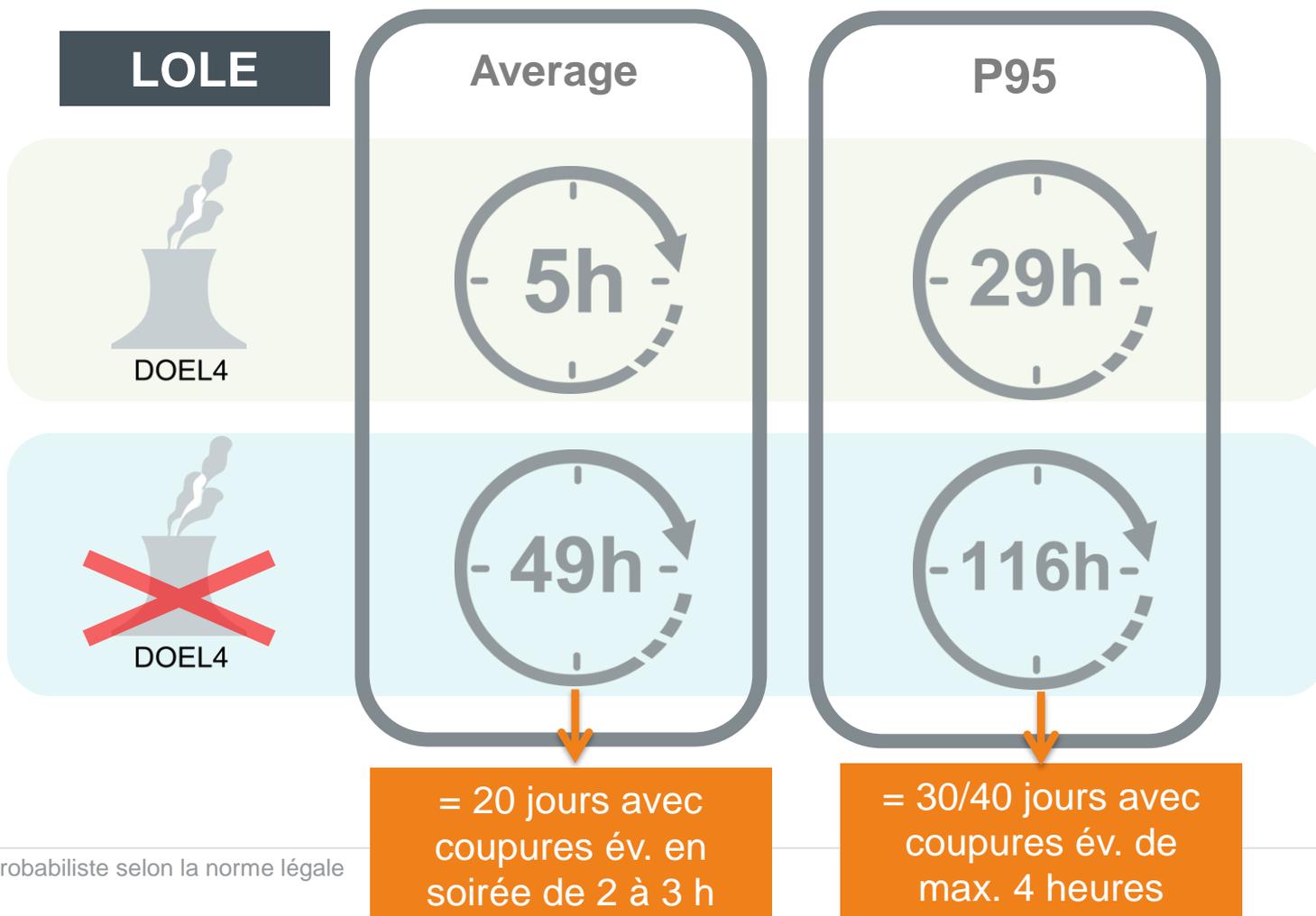
- Suite à l'indisponibilité de D3/T2, Elia a évalué, pour l'hiver 14-15, les besoins en réserves stratégiques selon la norme de calcul LOLE:
 - Scenario sans entretien hivernal et 3500 MW d'import: **1200 MW**
 - Scenario avec entretien hivernal et 2700 MW d'import: **2100 MW**
- Puissance offerte suite à l'appel d'offre pour les réserves stratégiques:
 - Production: **750 MW**
 - Demande: **100 MW**
- + indisponibilité de Doel 4 augmente les besoins de: **1038 MW**

Sans D3, D4 et T2 ni aucun entretien hivernal et avec l'entière disponibilité des réserves stratégiques et 3500 MW d'import, le manque de capacité pour respecter les critères LOLE s'élève à $1200 - 850 + 1038 = 1388$ MW.

Comment interpréter les résultats de LOLE?

(DOEL3 et TIHANGE2 déjà à l'arrêt)

Scénario sans entretien pendant l'hiver
et avec les 850 MW des réserves stratégiques



Points d'attention pour les prochains hivers

Dans le cas d'un prolongement des indisponibilités de Doel 3 et Tihange 2 - pas exclusivement dans ce cas là - , les points d'attention suivants sont à prendre en compte :

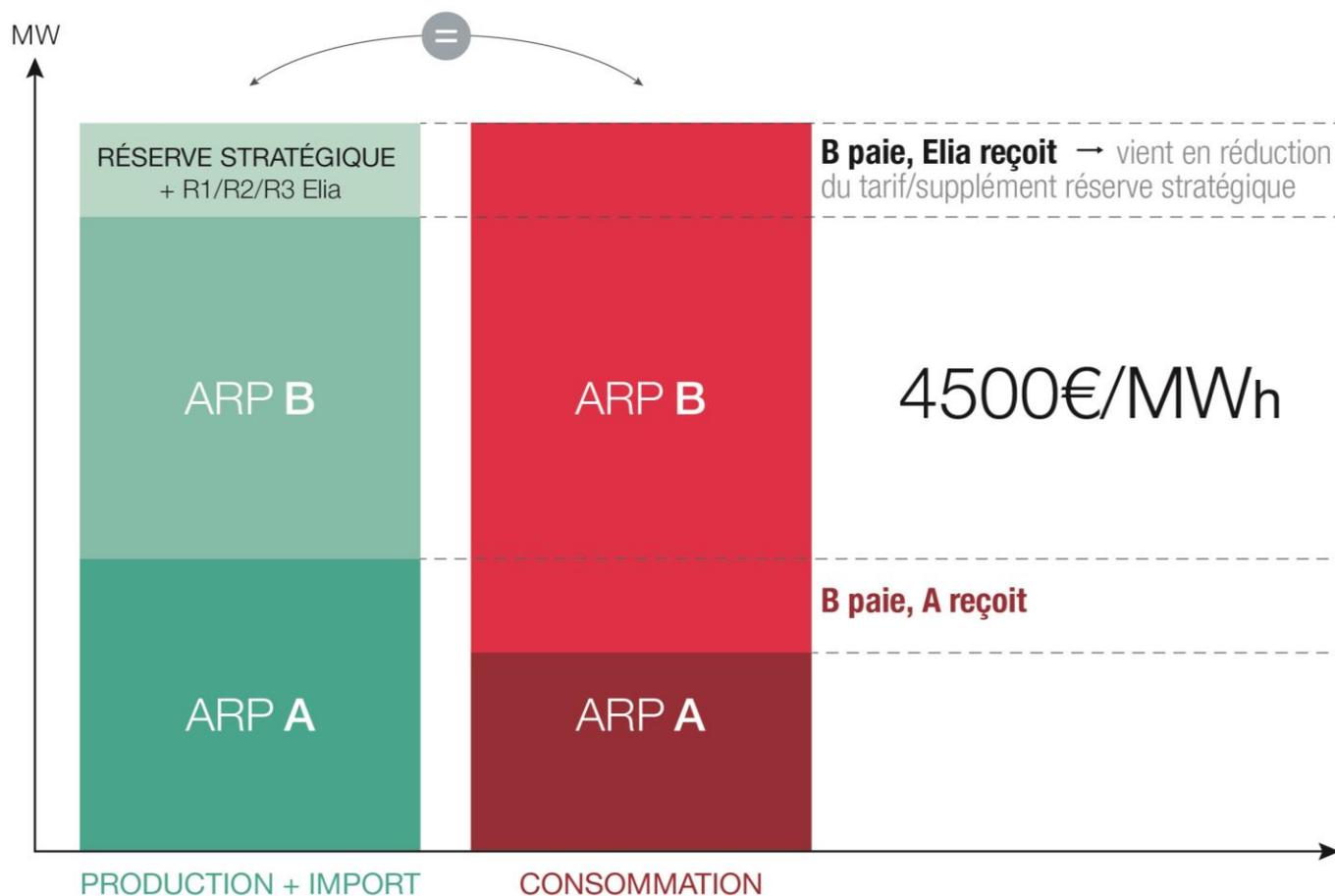
- Mise hors service Doel 1 et 2 en 2015
- Annonce de mises hors service momentanées ou définitives de centrales au gaz en 2015. Si confirmation, delà les intégrer dans les réserves stratégiques ?
- Maintien des marges de production dans les pays voisins pour valider l'hypothèse d'importation de 3.500 MW? (Crise internationale du gaz?)
- Problématique des permis pour les investissements réseau et pour le maintien/construction de nouvelles unités de production.
- Le déplacement des entretiens hors de la période hivernale accroît leurs occurrences durant les périodes précédant et suivant l'hiver.

Sans le retour des réacteurs de Doel3 et Tihange 2 le problème de pénurie devient structurel.

Un suivi actif pour les prochains hivers est impératif.

5. Flexibilité de la demande - Incitants

Tarif de déséquilibre: schéma simplifié



6. Plan de délestage

Quelles sont les mesures possibles pour réduire le risque et éviter ainsi l'application du plan de délestage ?



Actions qui visent à réduire la demande/les besoins de consommation.

- Mesures de réductions de la consommation prises et activées par les **pouvoirs publics**
- Actions entreprises par les **acteurs de marché** vis-à-vis de leurs clients

Que se passe-t-il si toutes ces actions sont insuffisantes ?

Si production & import (MW) trop faibles et si les actions pour diminuer la consommation sont insuffisantes => l'**ultime recours** est le plan de délestage

Indispensable pour éviter l'effondrement total avec des conséquences graves pour l'ensemble du réseau européen !



Plan de délestage: contexte légal

Règlement Technique Réseau Transport A.R. 19-12-2002 - Art 312

<p>HOOFDSTUK XVI – Reddings- en heropbouwcodes</p> <p>Afdeling I – Reddingscode</p>	<p>CHAPITRE XVI – Codes de sauvegarde et de reconstitution</p> <p>Section I^{re} – Code de sauvegarde</p>
<p>Art. 312. § 1. De netbeheerder stelt de reddingscode op die, in voorkomend geval, in het aansluitingscontract, het toegangcontract, het contract voor ondersteunende diensten of het contract voor de coördinatie van de inschakeling van de productie-eenheden wordt opgenomen. Hij deelt de reddingscode en zijn wijzigingen aan de commissie mee.</p>	<p>Art. 312. § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau établit le code de sauvegarde qui est repris, le cas échéant, dans le contrat de raccordement, le contrat d'accès, le contrat de services auxiliaires ou le contrat de coordination d'appel des unités de production. Il notifie le code de sauvegarde, ainsi que ses modifications, à la commission.</p>

Arrêté Ministériel Plan de délestage Réseau Transport A.M. du 03-06-2005

<p>SERVICE PUBLIC FEDERAL ECONOMIE, P.M.E., CLASSES MOYENNES ET ENERGIE</p> <p>F. 2005 — 1990 [C – 2005/11264]</p> <p>3 JUNI 2005 — Arrêté ministériel établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité</p>	<p>FEDERALE OVERHEIDSDIENST ECONOMIE, K.M.O., MIDDENSTAND EN ENERGIE</p> <p>N. 2005 — 1990 [C – 2005/11264]</p> <p>3 JUNI 2005 — Ministerieel besluit tot vaststelling van het afschakelplan van het transmissienet van elektriciteit</p>
--	---

Règlement Technique Réseau de Transport A.R. 19-12-2002 - Art 314

<p>Afdeling II – Heropbouwcode</p>	<p>Section II – Code de reconstruction</p>
<p>Art.314. § 1. De netbeheerder stelt de heropbouwcode op na raadpleging van de commissie, die, in voorkomend geval, in de contracten bedoeld in artikel 312, § 1 opgenomen wordt. De heropbouwcode en zijn wijzigingen worden aan de commissie meegedeeld</p>	<p>Art.314. § 1. Le gestionnaire du réseau établit le code de reconstruction après consultation de la commission lequel est repris, le cas échéant, dans les contrats visés à l'article 312, § 1er. Le code de reconstruction, ainsi que ses modifications, sont notifiés à la commission.</p>

ENTSO-e Policy 5 (futur: Network Code Emergency and restoration)

Plan de délestage: contexte légal

Arrêté Ministériel (A.M. 03-06-2005)

<p>SERVICE PUBLIC FEDERAL ECONOMIE, P.M.E., CLASSES MOYENNES ET ENERGIE</p> <p>F. 2005 — 1990 [C - 2005/11264]</p> <p>3 JUIN 2005. — Arrêté ministériel établissant le plan de délestage du réseau de transport d'électricité</p>	<p>FEDERALE OVERHEIDSDIENST ECONOMIE, K.M.O., MIDDENSTAND EN ENERGIE</p> <p>N. 2005 — 1990 [C - 2005/11264]</p> <p>3 JUNI 2005. — Ministerieel besluit tot vaststelling van het afschakelplan van het transmissienet van elektriciteit</p>
---	--

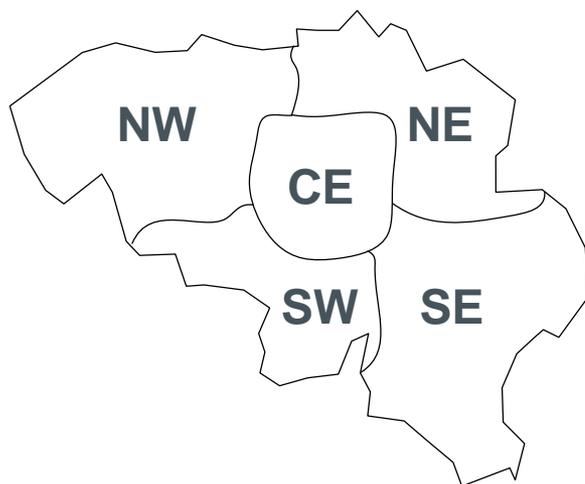
Plan de délestage (§2.3.1 et §2.4.1):



Tenant compte des moyens techniques dont disposent les gestionnaires de réseau, la liste des clients prioritaires est établie comme suit, en ordre **croissant** d'importance:

1. Alimentation des clients directs interruptibles
2. Arrêt des exportations depuis la zone de réglage (= curtailing)
3. Délestage des charges ("injections" au sens de l'AM) dans les zones rurales
4. Délestage de l'alimentation des processus de production industriels directement raccordés au réseau de transport
5. Délestage des charges ("injections" au sens de l'AM) en zones urbaines
6. Alimentation de l'industrie avec comme objectif de protéger les installations industrielles. (industries sensibles)
7. Hôpitaux, services de secours, transports publics, centre de communication vitaux (radio-TV publiques)
8. Services auxiliaires des centrales de production et postes à haute tension

Activation manuelle des tranches de délestage



Tranches	Fréq. relais	Zones électriques				
		NW	NE	CE	SW	SE
1	49,00	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW
2	48,90	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW
3	48,80	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW
4	48,70	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW
5	48,60	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW
6	48,50	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW	~100 MW
		~600 MW	~600 MW	~600 MW	~600 MW	~600 MW
~3000 MW						

Plan de délestage: mise en oeuvre et collaboration entre Elia et les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD)

Exécution technique par Elia en collaboration avec les Gestionnaires de Réseau de Distribution concernés:

1. (Elia) Déclenchement des transformateurs de puissance
2. (GRD) Ouverture de tous les disjoncteurs
3. (Elia) Réenclenchement des postes haute tension
4. (GRD) Réalimentation des clients prioritaires jusqu'à la hauteur indicative de 10 %

Quel est le processus de déclenchement du plan d'urgence?



→ Le gestionnaire du réseau de transport propose

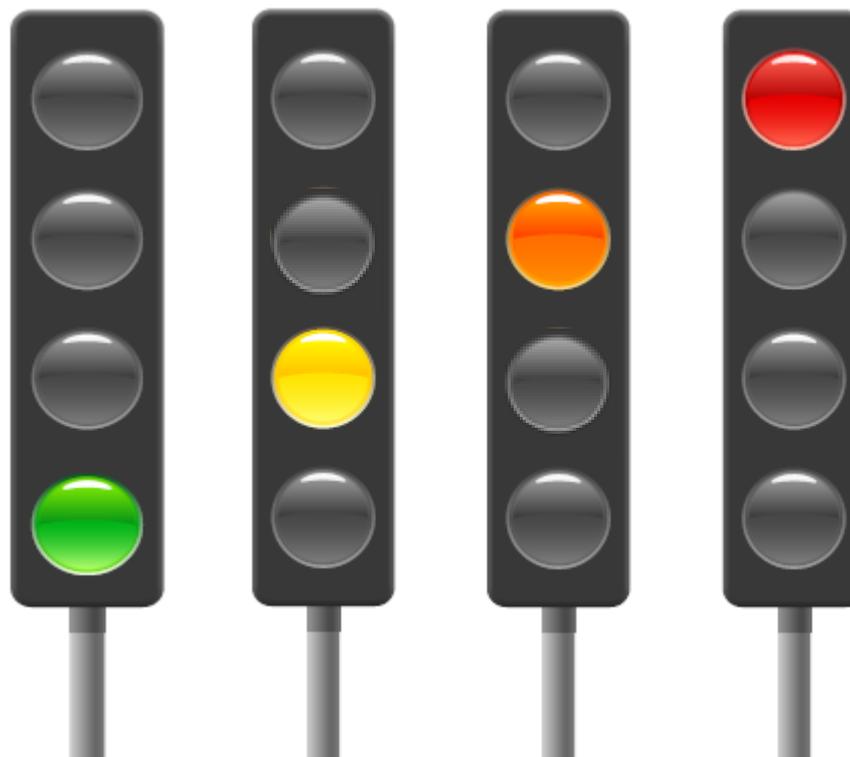
→ Le Ministre décide

→ Le Ministre informe la **population** via les médias

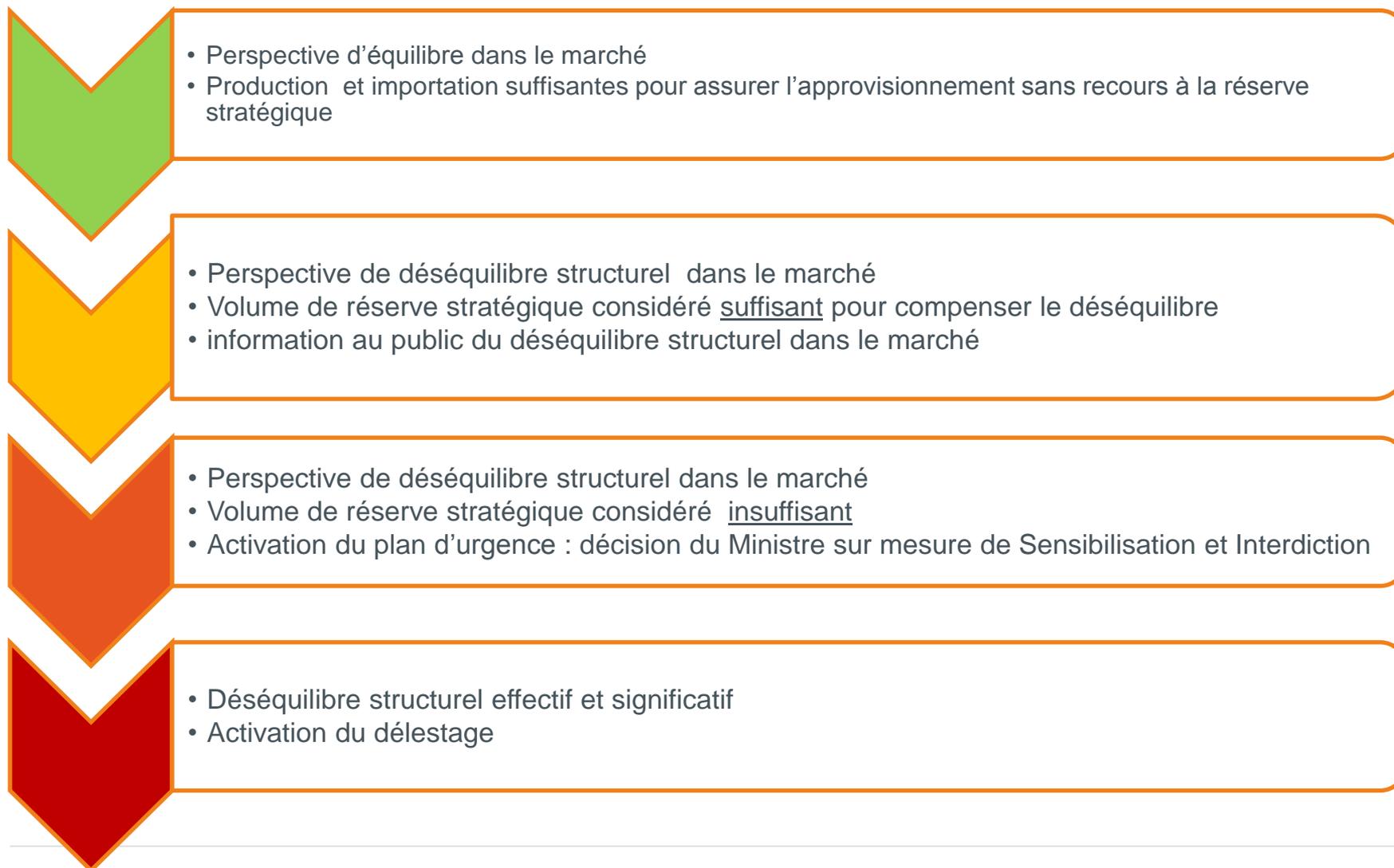
AM 03/06/2005
art 312, §4,1
TR)

Plus d'informations sur la situation de cet hiver (en ligne à partir du 1^e novembre 2014)

- www.winterklaar.be
- www.pretpourlhiver.be
- www.readyforwinter.be



Actions en cas de survenance de pénurie pour assurer l'équilibre sur le réseau – Gradation



Dès novembre, Elia informera quotidiennement le public via le site web

www.pretpourlhiver.be

www.winterklaar.be

www.readyforwinter.be

Des questions sur
le risque de pénurie
d'électricité ?

On vous répond !



Many thanks for your attention!

ELIA SYSTEM OPERATOR
Boulevard de l'Empereur 20
1000 Brussels

+32 2 546 70 11
info@ elia.be

www.elia.be
An Elia Group company

Questions & réponses

Les centrales situées au-delà de nos frontières sont-elles la solution pour cet hiver ?

1. Via les interconnexions existantes

La capacité d'importation prise en compte par Elia pour effectuer ses calculs LOLE repose déjà sur une **utilisation complète par les acteurs de marché de l'interconnexion existante** avec les Pays-Bas aux moments critiques.

→ Non !

2. Via l'installation d'un raccordement spécifique à la demande du producteur

Il est **impossible d'installer un câble ou une ligne à haute tension en quelques semaines.**

Pour le futur, le chemin critique est fonction de la vitesse de délivrance des permis par les autorités publiques (le délai pour réalisation technique est estimé à +/- 1an) pour l'hiver 2015-2016.

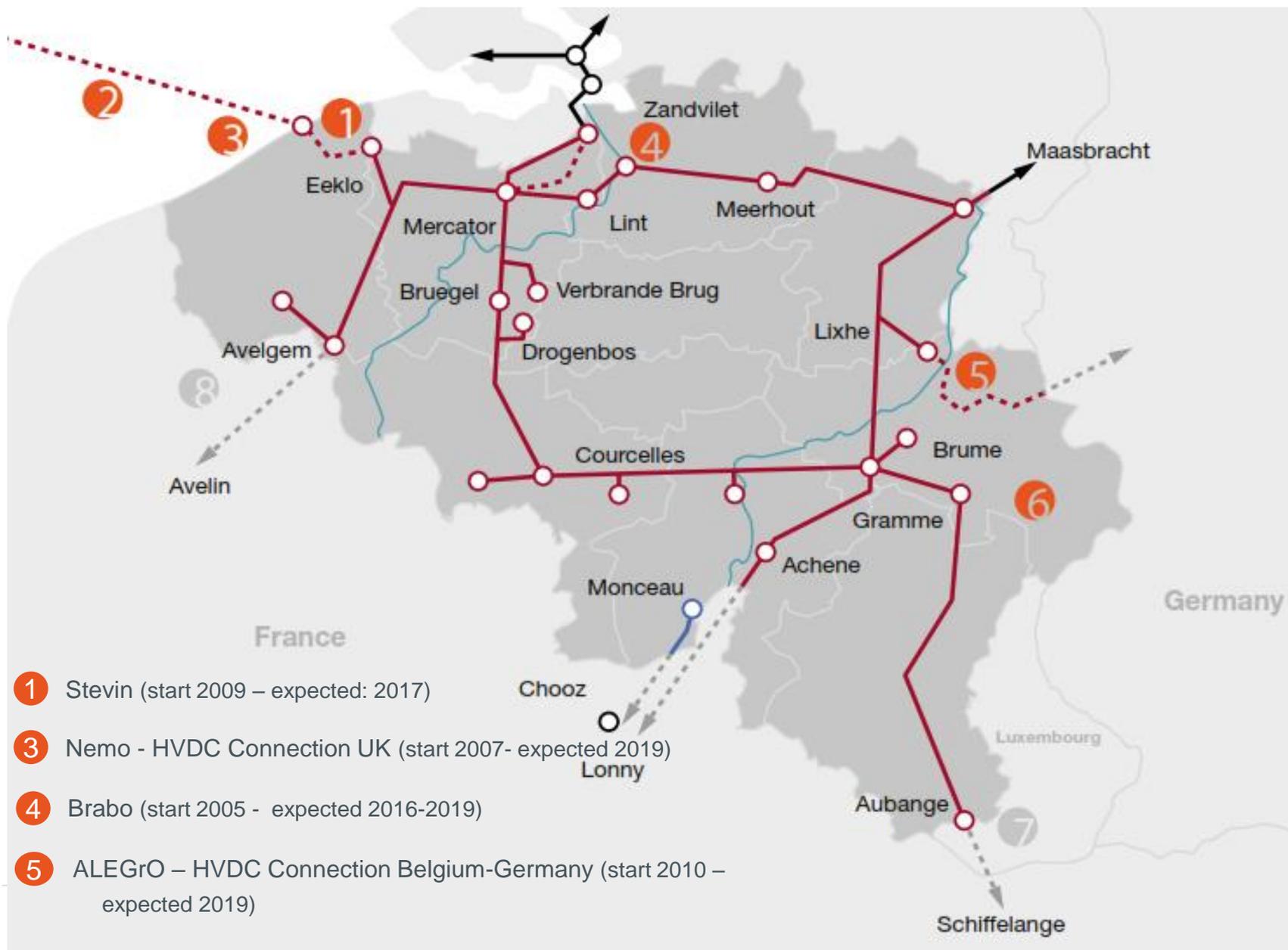
Peut-on connecter les générateurs de secours au réseau ?

1. Du point de vue technique, le raccordement de ces générateurs doit faire l'objet d'un accord avec les gestionnaires de réseau de distribution concernés.
2. Si techniquement possible, 2 pistes contractuelles possibles:
 - Participation aux réserves d'Elia. Elia attend pour le 19/09/2014 les offres des différents candidats pour la réserve [tertiaire – R3DP dans le jargon] dans les réseaux de distribution. Les générateurs de secours peuvent participer à cet appel d'offre.

En cours pour cet hiver mais les attentes sont de 100 à 200 MW

- Accord entre le propriétaire du générateur et son fournisseur (éventuellement via agrégateur) : réalisable dès cet hiver ! (cf. incentive Tarif déséquilibre)

Projets futurs sur le réseau d'Elia



- 1** Stevin (start 2009 – expected: 2017)
- 3** Nemo - HVDC Connection UK (start 2007- expected 2019)
- 4** Brabo (start 2005 - expected 2016-2019)
- 5** ALEGrO – HVDC Connection Belgium-Germany (start 2010 – expected 2019)