



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)110303-CDC-1045

relative à

*'L'importante réduction de la capacité
d'interconnexion les 4 et 5 février 2011'*

faite en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

3 mars 2011

APERCU

La présente étude analyse ce qui s'est produit dans la période des 4 et 5 février 2011 et se concentre sur les éléments suivants:

1. Réduction de la capacité d'interconnexion dans la région CWE et sur les frontières EMCC
2. Nécessité d'une réduction de la capacité d'interconnexion belge?
3. Impact sur les prix
4. Energie éolienne au nord de l'Allemagne
5. Résumé

////

I. REDUCTION DE LA CAPACITE D'INTERCONNEXION CONTRACTUELLE DANS LA REGION CWE ET SUR LES FRONTIERES EMCC LES 4 ET 5 FEVRIER

1. La capacité d'interconnexion contractuelle (NTC) de la Belgique avec les Pays-Bas et la France a été fortement réduite les vendredi 4 et samedi 5 février 2011. La figure 1 illustre l'évolution de la capacité d'interconnexion disponible moyenne par jour au cours des 31 derniers jours pour les quatre directions d'interconnexion (FR-BE, NL-BE, BE-FR, BE-NL). La réduction la plus importante s'est produite le samedi 5 février 2011 ; il n'y avait quasi plus de capacité d'interconnexion ce jour-là.

La capacité contractuelle sur les autres interconnexions de la région CWE, à savoir entre l'Allemagne-France et l'Allemagne-Pays-Bas, a également été réduite, comme illustré en figure 2.

La capacité contractuelle sur certaines frontières dites EMCC¹, à savoir les interconnexions couplant la région CWE au sein du couplage de marché ITVC aux pays scandinaves, ont été fortement réduites, même si ces réductions ont été beaucoup moins drastiques. La figure 3 montre l'évolution de la capacité moyenne des 31 derniers jours.

¹ Les frontières EMCC sont les frontières entre l'Allemagne et le Danemark (DK1-GER et DK2-GER), entre la Suède et l'Allemagne (SWE-GER) et entre la Norvège et les Pays-Bas (NO2-NL ; le câble NorNed).

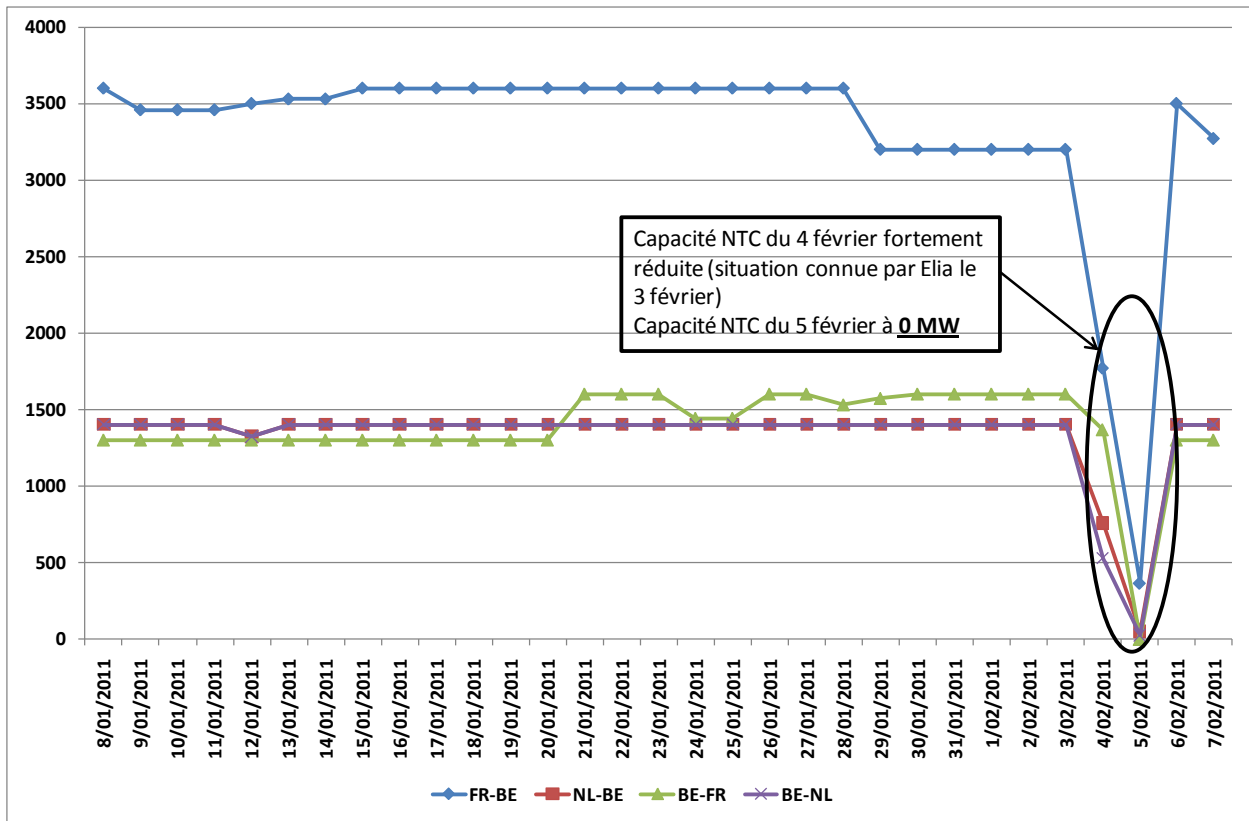


figure 1 : NTC frontières belges

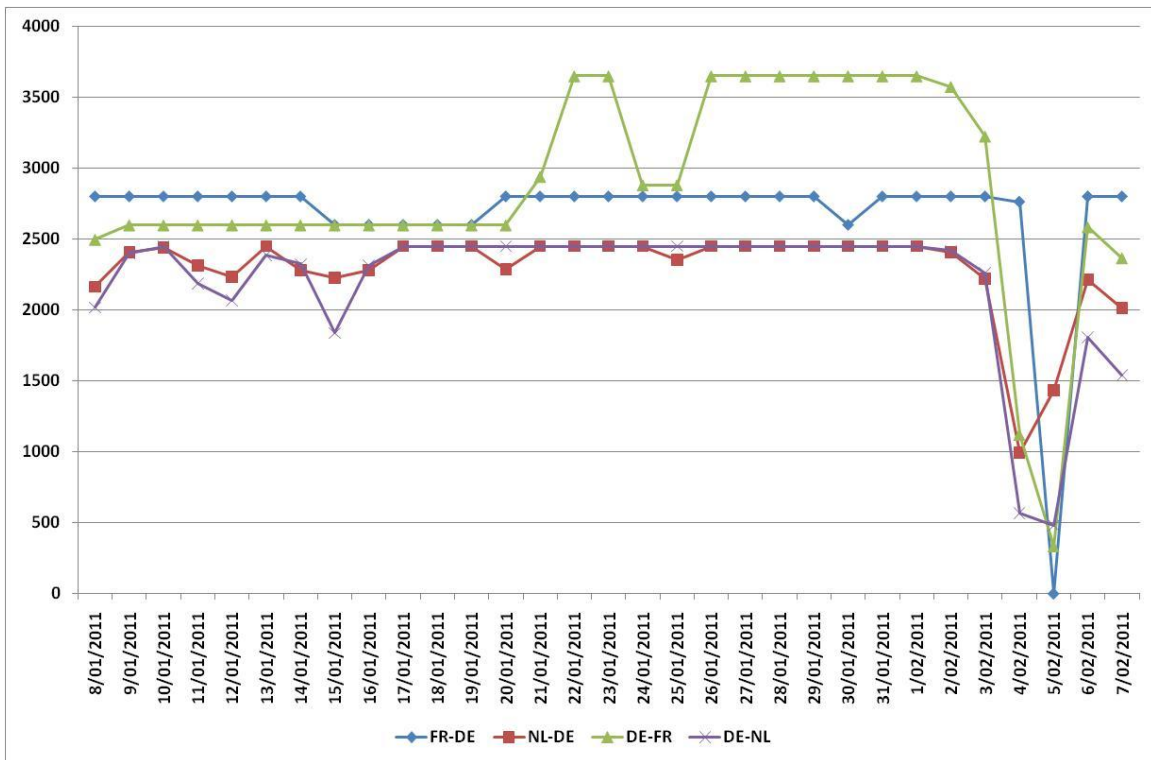


figure 2 : NTC France, Pays-Bas, Allemagne

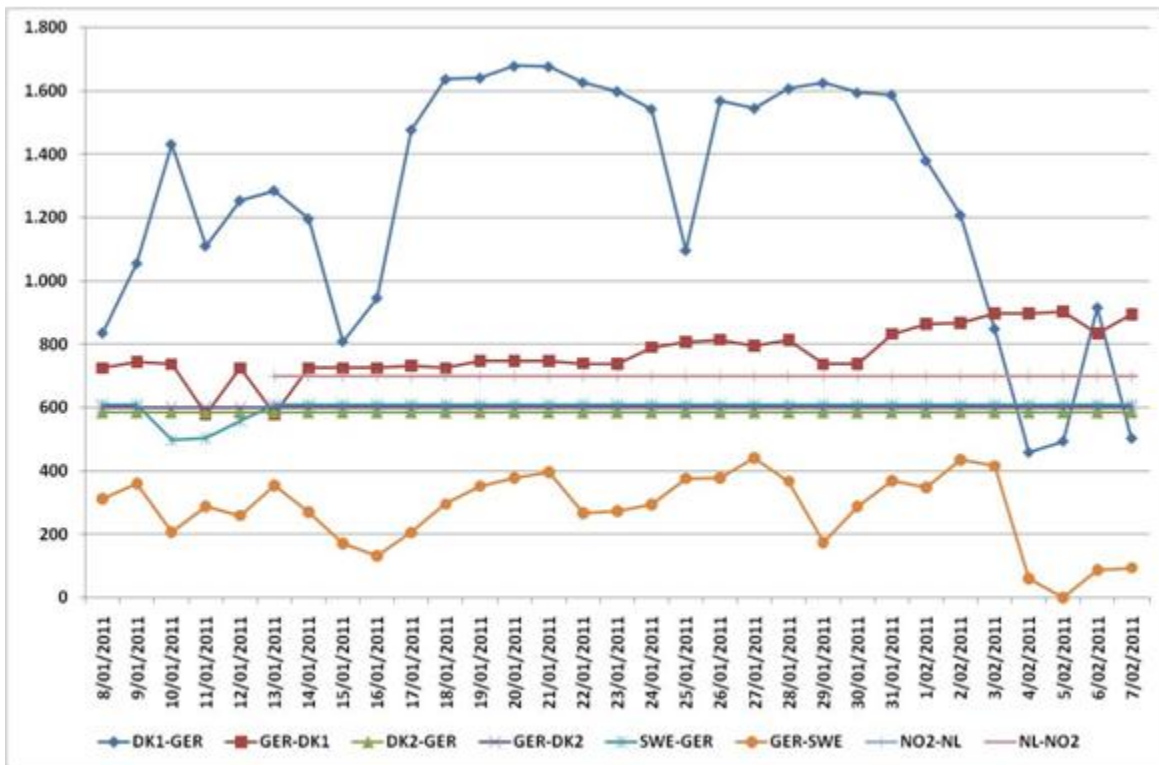


figure 3 : NTC aux frontières gérées par EMCC

2. Proportionnellement, la capacité d'interconnexion contractuelle avec la Belgique a connu la plus importante réduction le 5 février, tandis que les frontières EMCC n'ont presque pas subi de réduction. Le tableau 1 illustre la capacité d'interconnexion moyenne des 8 directions de la région CWE ('NTC moyenne 31 jours'), ainsi que des frontières EMCC. La capacité disponible le 5 février ('capacité NTC après réduction le 5/02) est également illustrée. La réduction exprimée en pourcentage est calculée à partir de ces données ('réduction %'). Il ressort du tableau que les interconnexions belges ont été réduites d'environ 96%, les interconnexions allemandes de 76%, et les frontières EMCC de 18% seulement. Le câble NordNet, par exemple, qui fait partie de l'EMCC, a été maintenu à son maximum de 700 MW.

tableau 1 : capacités NTC du 8 janvier 2011 au 7 février 2011 et le 5 février

	frontière	moyenne NTC 31 jours[MW]	capacité NTC après réduction le 5/02 [MW]	% réduction	% % réduction
frontières belges	FR-BE	3324	365	89%	96%
	NL-BE	1334	49	96%	
	BE-FR	1382	0	100%	
	BE-NL	1326	23	98%	
Frontières allemandes	FR-DE	2670	0	100%	76%
	NL-DE	2290	1433	37%	
	DE-FR	2854	335	88%	
	DE-NL	2201	479	78%	
EMCC	DK1-GER	1266	493	61%	18%
	GER-DK1	772	903	-17%	
	DK2-GER	585	585	0%	
	GER-DK2	600	600	0%	
	SWE-GER	601	610	-1%	
	GER-SWE	279	0	100%	
	NO2-NL	700	700	0%	
	NL-NO2	700	700	0%	

3. La méthode de réduction de capacité (coordonnée) est décrite dans le document d'Elia "Modèle général pour le calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport" (p. 18 - point 5). Cette méthode est complexe et tient compte de l'impact de la réduction sur le réseau.

II. NECESSITE D'UNE REDUCTION DE LA CAPACITE D'INTERCONNEXION CONTRACTUELLE BELGE?

4. La figure 4 illustre l'évolution du flux physique maximum (absolu) sur les deux frontières économiques belges. Le flux physique détermine en fin de compte si une interconnexion est surchargée ou non. Il ressort de la figure que les interconnexions belges n'étaient absolument pas surchargées les 4 et 5 février. Plus encore, il s'avère qu'il restait encore beaucoup de marge.

Le tableau 2 illustre ceci de manière chiffrée: le flux physique maximum représentait 33%-38% du flux physique maximum moyen des 30 derniers jours, et seulement 17%-25% de la pointe maximum au cours des 30 derniers jours. On peut en conclure qu'il y avait encore suffisamment de capacité sur les interconnexions belges et que celles-ci ne constituaient donc pas le bottleneck dans la région CWE.

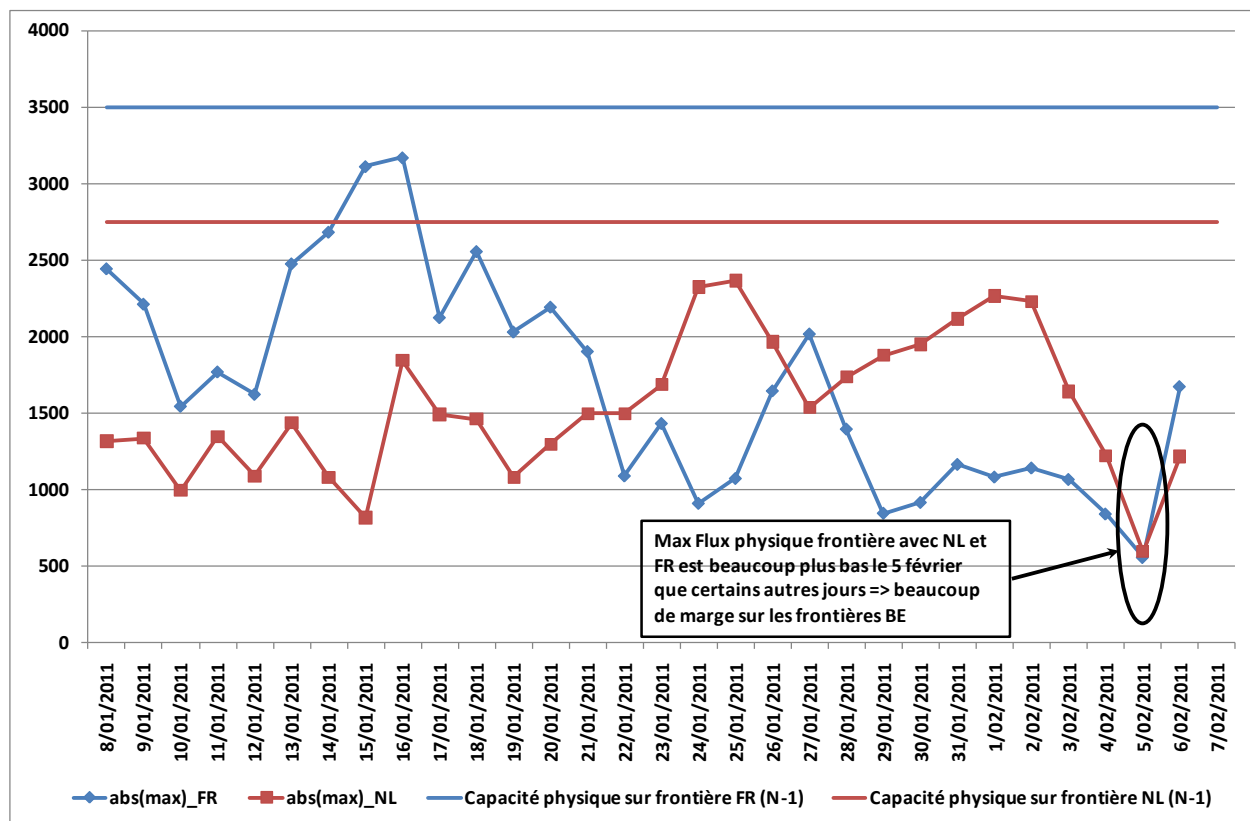


figure 4 : Flux physiques et capacités physiques maximaux sur les frontières belges.

tableau 2 : Flux physiques sur les frontières belges

Flux physique	Frontière FR	Frontière NL
Moyenne des flux maximaux par jour (1)	1689	1543
Maximum des flux maximaux par jour (2)	3171	2367
Flux maximum le 5 févr. (3)	553	593
% moyenne maximum (3) / (1)	33%	38%
% maximum des maximums (3) / (2)	17%	25%

III. IMPACT SUR LES PRIX

5. La figure 5 illustre l'évolution des prix sur Belpex DAM, APX DAM (NL) et EPEX FR DAM (FR). L'illustration révèle que les prix ont suivi la même évolution dans les trois pays, sauf le 5 février. Ce jour-là, le prix journalier belge était supérieur de 9.1-9.5 €/MWh à celui des Pays-Bas et de la France. L'écart de prix maximum par heure est de 36 €/MWh (prix APX est alors inférieur de 36 €/MWh).

L'impact sur les prix est une conséquence négative de la réduction de capacité. Ces prix augmentés sont le résultat d'une allocation plus inefficace des moyens de production.

6. Les prix augmentés sont désavantageux pour les acheteurs sur le Belpex DAM: au total, 40.840 MWh ont été négociés le 5 février:

- si les prix avaient été égaux aux prix néerlandais → les acheteurs auraient payé 388.000 € de moins (en supposant des prix NL constants)
- si les prix avaient été égaux aux prix allemands (pas de congestion entre NL et GE), → les acheteurs auraient payé 1.430.000 € de moins

De plus, des effets sont également possibles au niveau de la confiance placée dans le marché day-ahead, ce qui entraînerait une liquidité moins importante et des prix forward plus élevés en raison d'une volatilité accrue. Ces deux derniers effets ne deviennent probablement significatifs que si la réduction de capacité se produit de manière répétée.

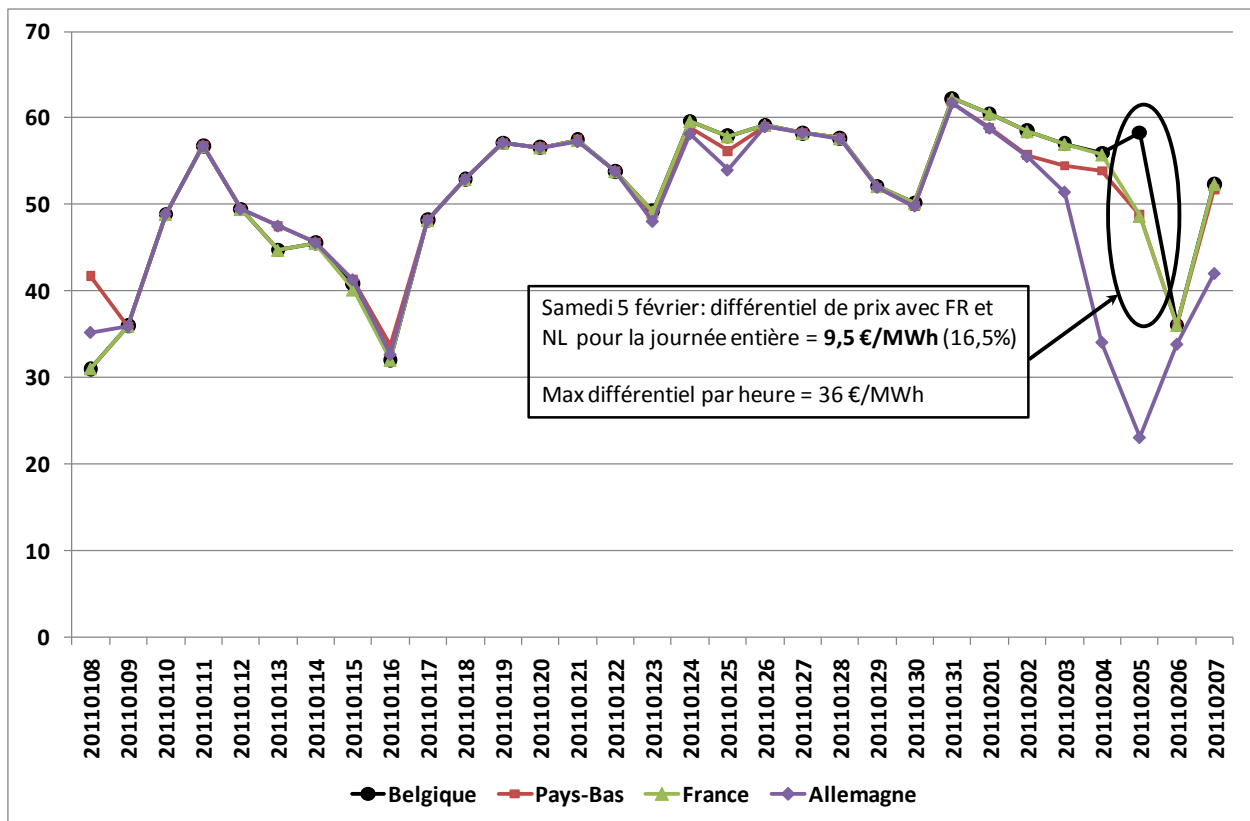


figure 5 : prix day-ahead dans la région CWE

IV. ENERGIE EOLIENNE AU NORD DE L'ALLEMAGNE

7. La réduction de capacité est probablement due à une production éolienne prévue élevée au nord de l'Allemagne. La production éolienne prévue dans les zones de réglage de TennT Allemagne (ex-Transpower) et 50Hertz (Elia Allemagne) pour le samedi 5 février était de 18.3 GW en moyenne, avec un maximum de 18.8 GW. La figure 6 illustre l'histogramme de la production prévue dans les deux zones. Il ressort de cet histogramme que ces valeurs prévues sont effectivement des valeurs extrêmes (très rare).

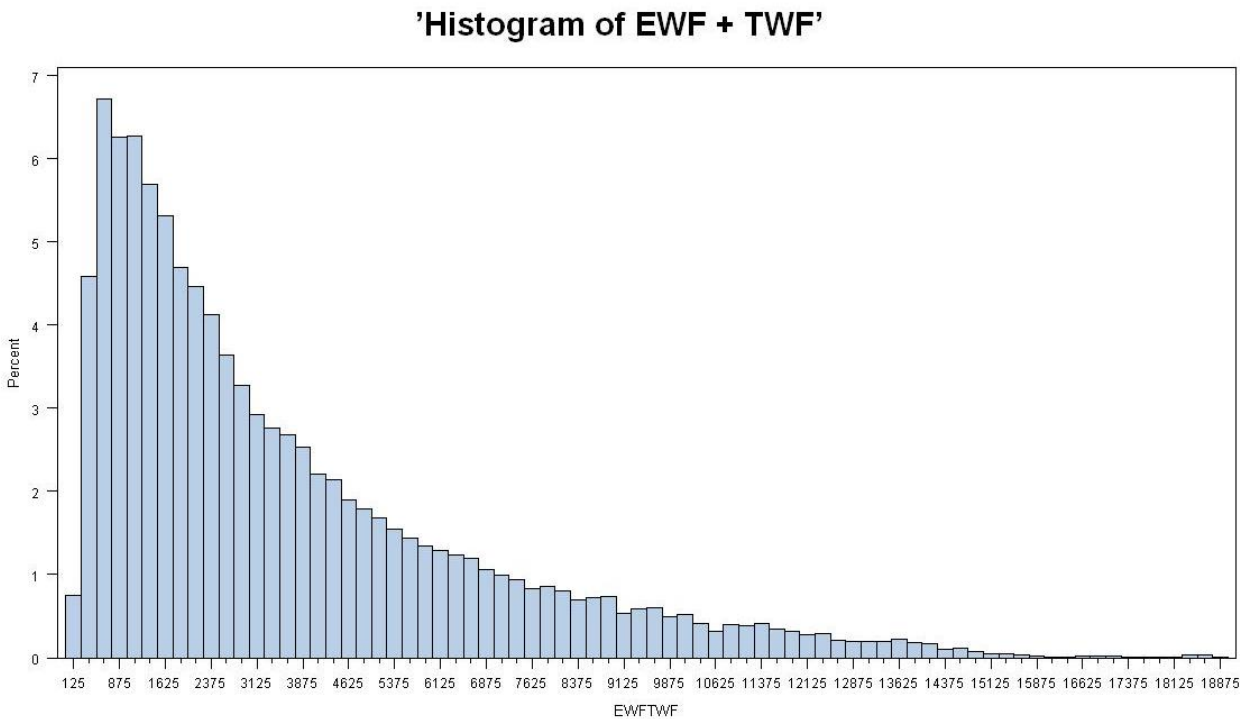


figure 6 : histogramme des prévisions éoliennes pour 50hertz et TenneT Germany (données 1er janvier 2006 - 6 février 2011) [MW]

8. Toutefois, la production effective réelle était de 17.3 GW en moyenne journalière, avec un maximum de 18.3 GW. La figure 7 illustre la production éolienne prévue moyenne et la production éolienne effective moyenne, pour les jours où la prévision était supérieure à 17 GW. Il ressort de ce graphique que la production éolienne effective a également déjà atteint la valeur de 17.3 GW le 11 décembre 2010. Il s'agissait également d'un samedi et aucune réduction de capacité ne s'est produite à ce moment.

9. Une production éolienne de 16.6 GW avait toutefois été prévue pour le samedi 11 décembre 2010. La question se pose de savoir si une production éolienne supplémentaire prévue de 1.7 GW peut justifier une réduction de capacité à ce point drastique.

10. Le dimanche 6 février 2011 (le jour suivant la plus importante réduction de capacité d'interconnexion), il était question également d'une production éolienne réelle élevée. Celle-ci n'était toutefois pas prévue comme telle, ce qui fait qu'aucune réduction de capacité n'a été décidée. En réalité, le dernier quart d'heure (23.45--00.00 h) du samedi 5 février 2011 ne diffère presque en rien du premier quart d'heure (00.00-00.05 h) du dimanche 6 février sur le plan de la production éolienne. On observe toutefois d'énormes différences au niveau de la capacité disponible sur les interconnexions entre les deux périodes quart-horaires, peut-être en raison des différentes prévisions.

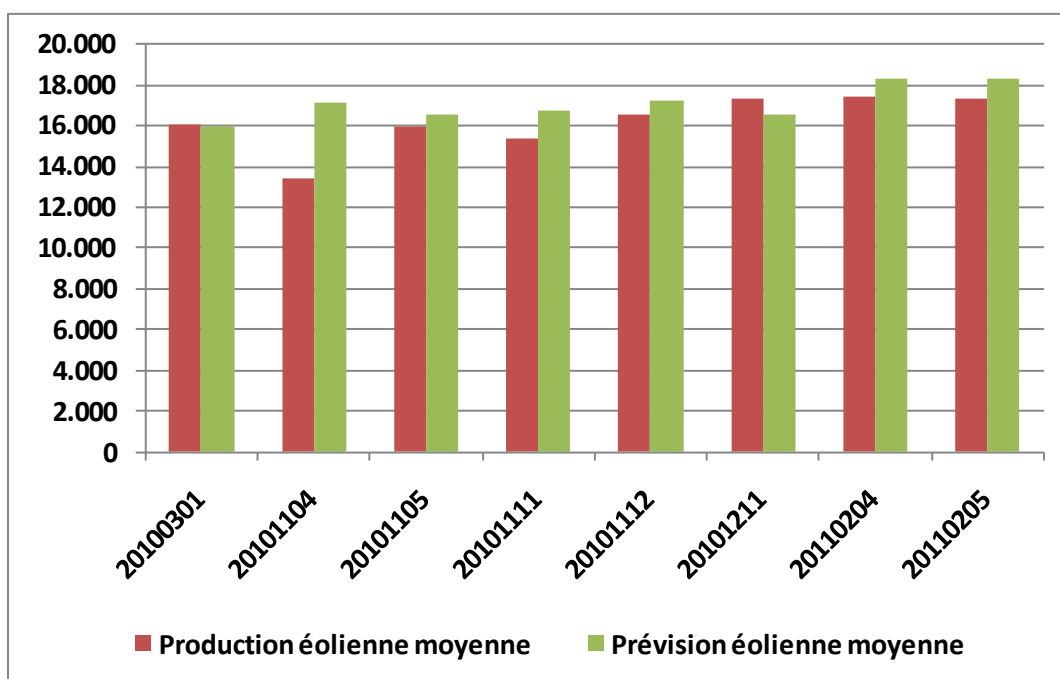


figure 7 : Jours de vents forts prévus pour 50hertz et TenneT Germany [MW]

V. RESUME

Les vendredi 4 et surtout samedi 5 février, les GRT de la région CWE ont décidé de réduire de manière drastique la capacité d'interconnexion sur toutes les frontières au sein de CWE. Les interconnexions avec la Belgique ont subi une réduction de 96% en moyenne, les interconnexions avec l'Allemagne une réduction moyenne de 76% et les frontières qui relèvent du couplage de marché EMCC de 18% seulement. La capacité sur certaines interconnexions a été réduite à 0 MW.

Les problèmes étaient probablement dus à une production éolienne prévue élevée au nord de l'Allemagne. Aucun problème lié à la sécurité du réseau ne s'est posé au niveau des interconnexions avec la Belgique.

En raison de la réduction de capacité drastique, Belpex DAM a connu des prix plus élevés que d'ordinaire. En moyenne, les prix appliqués le 5 février étaient supérieurs de 9.5 et 9 €/MWh à ceux des Pays-Bas et de la France. Ceci signifie que les acheteurs ont payé un prix plus élevé sur Belpex DAM (environ 40.000 MWh ont été négociés sur Belpex le 5 février). Cette hausse de prix inattendue peut par ailleurs nuire à la confiance du marché, surtout si cela devait se reproduire.

Une production éolienne élevée était effectivement prévue pour le samedi 5 février (18.3 GW en moyenne dans les zones TenneT Allemagne et 50 Hertz). La production éolienne effective était en moyenne inférieure de 1 GW (17.2 GW). Par le passé, un tel niveau (18.3 GW) n'avait jamais été prévu, mais bien un niveau de 17.2 GW. Une production éolienne effective de 17.3 GW s'est également déjà présentée (respectivement en novembre et décembre 2010). La capacité sur les frontières BE n'avait alors pas ou presque pas été réduite.

La méthode de l'action coordonnée dans le cadre de la réduction de capacité constitue un aspect important à cet égard. La méthode est complexe et la CREG va l'examiner de manière plus approfondie. En tous cas, seules les interconnexions CWE ont été concernées par cette réduction de capacité ; les interconnexions EMCC n'ont pas subi de réductions comparables.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction