Réseau de transport d'électricité

Concertation Réglages primaire (RP) et secondaire (RS) de fréquence perspective TURPE 4

Suite des réflexions sur les axes 2 et 3

4 novembre 2011

Réseau de transport d'électricité

Quantification des événements à l'origine de l'activation des RP et RS

Rappel: événements conduisant à la sollicitation des RP

1. pertes de groupes (programmables ou non), à différencier selon:
   - avaries ou incidents sur le réseau d'évacuation du producteur
   - incidents sur le réseau amont

2. pertes ou variations brutales de charges, à différencier selon:
   - avaries ou variations brutales de charges
   - incidents sur le réseau

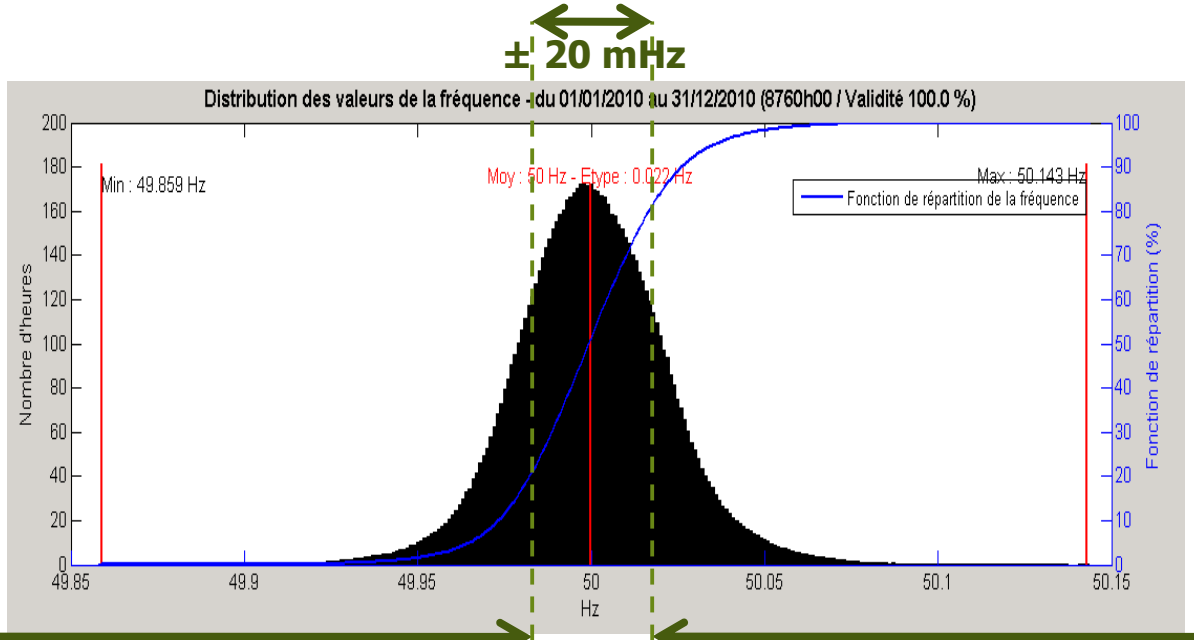
3. perte d'éléments du réseau conduisant à un déséquilibre P=C (hors cas déjà couverts) = perte d'IFA

4. variations brutales de charge en réaction aux signaux tarifaires *(sauf s'il est avéré que les reprises tarifaires correspondent à des phénomènes plus lents)*

5. variations brutales de la production pour adhérer aux « blocs » des mécanismes de marché (selon les caractéristiques techniques des groupes)

Sollicitation de la RP en fonction des variations de fréquence

Fréquence réalisée en 2010 (NB. le profil de la fréquence en 2008 et 2009 est similaire)



- Selon les règles ENTSO-E, le réglage primaire réagit *a minima* si $|\Delta f| > \pm 20$ mHz et la réserve doit être entièrement libérée pour $|\Delta f| > \pm 200$ mHz
- Un part importante de la capacité de réglage n'est sollicitée que dans des situations très exceptionnelles (ex. 4/11/2006)
- Ecarts $|\Delta f| > \pm 20$ mHz pendant environ 2900 heures (en 2010)

Hypothèses (1/2)

- **On suppose que 1/5 des écarts de fréquence de ± 20 mHz ont pour origine des événements survenus sur le système français (environ 570 heures pour l'année 2010)**

- **Les événements identifiés explicitement ci-après correspondent aux phénomènes aléatoires majeurs qui affectent le système électrique:**

  - ✓ Pertes de groupes de production : *application d'un algorithme de détection d'écarts entre le programme de marche et les télémesures sur les années 2003-2007*
  - ✓ Incidents sur le réseau d'évacuation des groupes de production: *liste des incidents ayant entraîné une perte de production répertoriés sur les années 2008-2010*
  - ✓ Incidents sur le réseau amont des groupes de production: *idem*
  - ✓ Pertes de charges dues à des événements sur le réseau: *liste des incidents ayant entraîné une perte de charge répertoriés sur les années 2000-2010*
  - ✓ Pertes de l'interconnexion IFA: *liste des déclenchements d'IFA (que le programme soit en import ou en export) sur les années 2007-2010*

Hypothèses (2/2)

- **Seuls les phénomènes ayant un impact supérieur à ± 20 mHz (soit 300 MW de production ou de charge perdue) sont comptabilisés → on détermine le temps passé en dehors de la bande ± 20 mHz qui leur est dû**

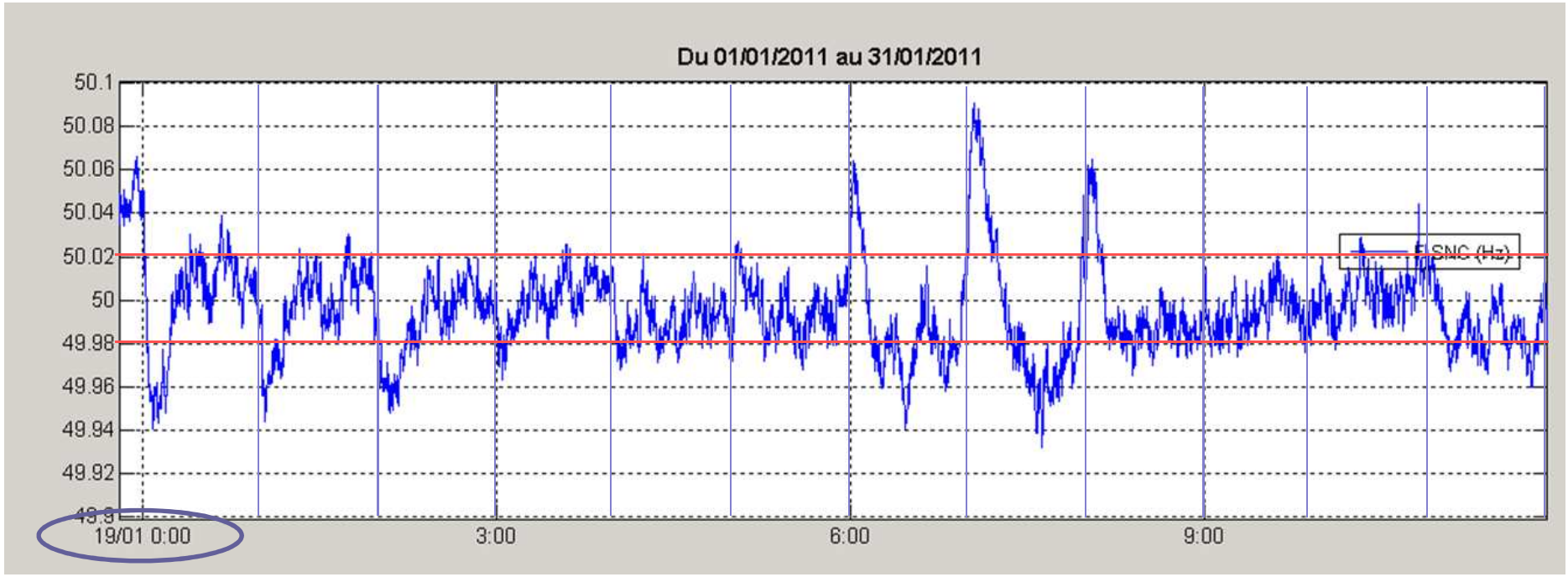
- **Le gabarit appliqué est le suivant:** chaque événement fait passer 10 minutes en dehors de la bande ± 20 mHz (correspond au temps d'action complet du réglage secondaire pour revenir dans la bande ± 20 mHz)

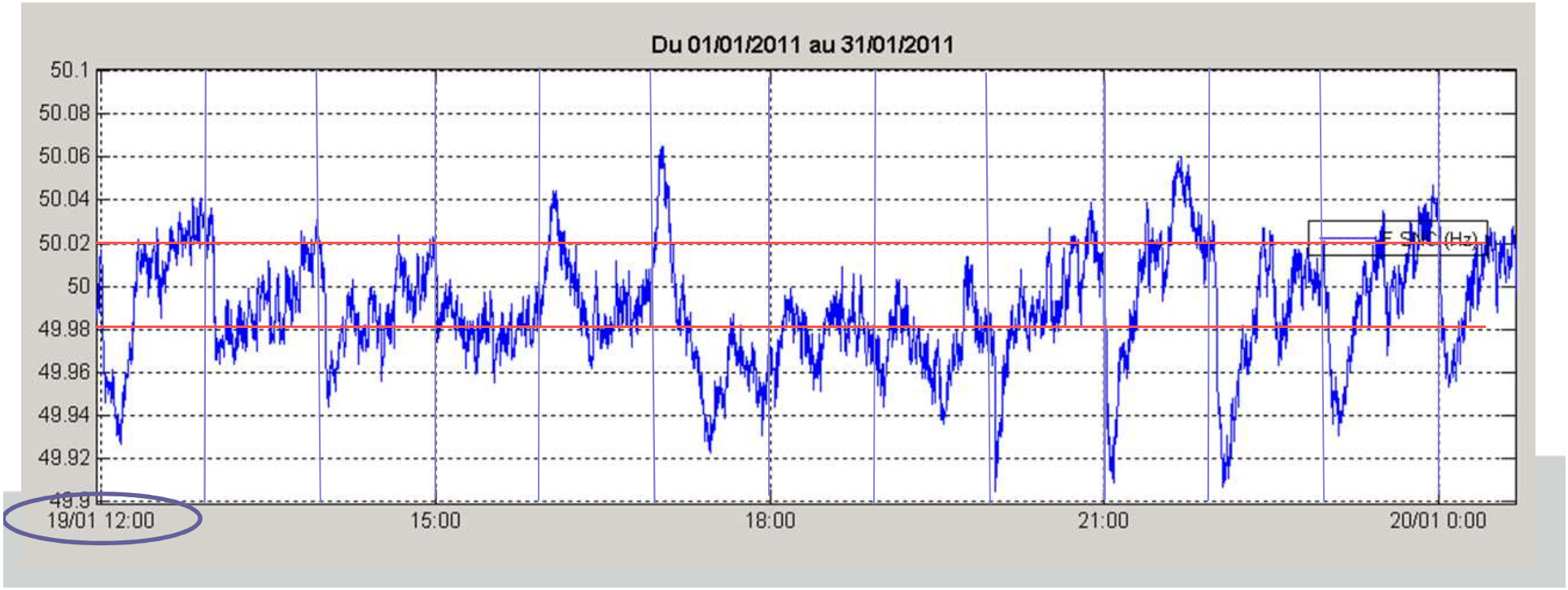
- **On aboutit ainsi à une estimation de l'impact sur la fréquence (temps passé en dehors de la bande ± 20 mHz) des phénomènes identifiés**

- **Le terme de bouclage (ie, le reste des 570 heures passées en dehors de la bande ± 20 mHz) correspond au reste des déséquilibres offre-demande:**

✓ variations brutales de charges *(y compris en réaction aux signaux tarifaires, sauf s'il est avéré que les reprises tarifaires correspondent à des phénomènes plus lents; et sauf si une estimation de l'impact peut être faite, auquel cas le phénomène sera chiffré explicitement)*

✓ variations brutales de la production pour adhérer aux « blocs » des mécanismes de marché (cf. illustration sur le graphe suivant, représentant un jour typique d'hiver)


Du 01/01/2011 au 31/01/2011
50.1
50.08
50.06
50.04
50.02
50
49.98
49.96
49.94
49.92
19/01 0:00
3:00
6:00
9:00
F SNC (Hz)


Du 01/01/2011 au 31/01/2011
50.1
50.08
50.06
50.04
50.02
50
49.98
49.96
49.94
49.92
19/01 12:00
15:00
18:00
21:00
20/01 0:00
F SNC (Hz)

Résultats: poids des évènements à l'origine d'écarts I Δf I > ± 20 mHz conduisant à la sollicitation des RP

Evènements survenant sur le système français	Nombre	Temps correspondant à une perturbation de la fréquence au delà de ± 20 mHz	
	Nombre moyen/an	heure/an	% du temps où Δf > ± 20 mHz
Pertes de groupes ≥ 300MW *dont pertes de responsabilité RTE (perte réseau amont)*	186 *2,5*	31 *0,5*	5,4% *0,073%*
Autres pertes d'éléments réseau (IFA) => déséquilibre P=C ≥ 300MW	27 (*)	4,5 (*)	0,79% (*)
Pertes de charges ≥ 300 MW de responsabilité RTE	0,8	0,13	0,023%
Autres déséquilibres P=C • variations brutales de charges • variations brutales de production pour adhérer aux « blocs « de marché		536	93,7%
Evènements exceptionnels (sollicitation de la RP au delà de 140 mHz)		négligeable	négligeable

(*) sera significativement réduit lorsque le contrôle commande IFA sera rénové

Rte Réseau de transport d'électricité

Conclusion

- **Les événements conduisant à solliciter la RP sont de trois sortes:**
  - ✓ **Événements aléatoires liés aux pertes de production et de réseau représentant 6,2% des sollicitations jusqu'à 140 mHz**
  - ✓ **Autres déséquilibres production/consommation (aléatoires et déterministes) représentant 93,7% des sollicitations jusqu'à 140 mHz**
  - ✓ **Evénements exceptionnels (type 4/11/2006) conduisant à solliciter entre 140 et 200 mHz (total des RP)**

- **Les événements conduisant à la sollicitation des RS :**
  - ✓ **Ils correspondent**
    - **A la reconstitution des RP utilisées**
    - **A des phénomènes de dynamique plus lente qui ne sont pas aisément identifiables**
  - ✓ **La RS sert de terme de bouclage à l'EOD: elle permet de faire face aux déséquilibres qui ne peuvent pas être résolus par les ajustements**
  - ✓ **2 différences majeures par rapport à la RP:**
    - **La RS est utilisée uniquement pour faire face aux déséquilibres de la zone où elle est activée**
    - **La RS est souvent utilisée entièrement (puis reconstituée par actions d'ajustement); il n'y a donc pas de composante « assurantielle »**

Réseau de transport d'électricité

Affectation des coûts de constitution des RP et RS

Responsabilité et affectation des coûts de la RP

- Constitution de la réserve pour faire face à des événements exceptionnels *(environ 1/3 de la RP):* elle sert d'« assurance » pour faire face à des événements dont l'origine est aléatoire => les coûts pourraient être mutualisés dans le tarif de réseau

- Constitution de la réserve pour faire face à des événements d'origine « réseau » => les coûts sont négligeables (0,8% des sollicitations); en toute rigueur ils pourraient être pris en charge par le tarif de réseau

- Le reste de la constitution de la RP permet de faire face à des **déséquilibres sur les périmètres de RE** et ses coûts peuvent être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques.

- L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection (en dehors des pertes de production, mais cette composante ne correspond qu'à une faible part du total des déséquilibres sur les périmètres de RE)

Responsabilité et affectation des coûts de la RS

- Le dimensionnement de la RS n'intègre aucune composante utilisée exceptionnellement, contrairement à la celui de la RP

- Au sein de la composante de la RS servant à reconstituer la RP: une part permet de reconstituer la part de RP activée en cas d'évènements exceptionnels et pour faire face à des déséquilibres d'origine « réseau » => correspond à moins de 0,8% des sollicitations de RS; en toute rigueur, pourrait être pris en charge par le tarif de réseau

- Ainsi la totalité de la RS (hormis une part négigeable) permet de faire face à des **déséquilibres sur les périmètres de RE** et ses coûts peuvent être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques.

- L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection (en dehors des reconstitutions de RP activée pour faire face à des pertes de production, mais cette composante ne correspond qu'à une faible part du total des déséquilibres sur les périmètres de RE)

Proposition de modalités d'affectation des coûts

- **Compte tenu de l'analyse précédente:**
  - Un tiers des coûts de constitution de la RP pourrait être pris en charge par le tarif de réseau (socialisation des coûts de l'assurance constituée pour tous les utilisateurs du système électrique, sans distinction de responsabilités possible); le reste des coûts de constitution de la RP pourrait être pris en charge par les RE physiques
  - La totalité des coûts de constitution de la RS pourrait être pris en charge par les RE physiques

- **Quelle répartition entre les RE physiques? Quelles conséquences?**
  - Il ne paraît pas possible de quantifier finement les phénomènes correspondant à la couverture d'aléas affectant les injections physiques d'une part, les soutirages physiques d'autre part
  - Autrement dit, on peut considérer que 2/3 de la RP et la totalité de la RS sont constitués pour la communauté des RE physiques
  - La répartition de ces coûts de constitution pourrait se faire au prorata des injections ET soutirages physiques de chaque RE par rapport à la totalité des injections ET soutirages physiques de la communauté des RE
  - Ce mode de répercussion des charges correspondrait à la répercussion de ces coûts sur la communauté des acteurs à l'origine des déséquilibres offre-demande: il n'y a pas de raison de les socialiser sur les utilisateurs finals via le TURPE