Creux de tension

GT du CCPS du 10 mars 2021

Creux de tension

Plan de travail de la séance

Sommaire

- Rappel du contexte
- Eléments permettant d'expliquer le besoin système
- Eléments permettant d'expliquer les contraintes RPD
- Présentation de l'appel à contribution

Evolutions des exigences relatives au comportement des installations raccordées au RPD en cas de perturbation en tension

Creux de tension

Bilan du GT1 (19/11) et proposition

Bilan

- Constructeurs → Délai proposé pour le retour à l'injection contraignant
- Producteurs → Besoins des gestionnaires à détailler
- Périmètre d'application à clarifier (BT, A)
- Contrôle de performance à rapprocher de la norme EN50549

Proposition

- Une exigence de « 0 current mode » portant sur les PPM de type A
- Un temps d'arrêt de l'injection maximal de 100ms
- Un temps de reprise de l'injection maximal de 400ms
- Un délai de mise en œuvre de 6 mois
- Un contrôle de performance assis sur des attestations dans l'attente de l'utilisation de la norme EN50549
- Un appel à contribution à l'attention des constructeurs pour identifier des contraintes particulières

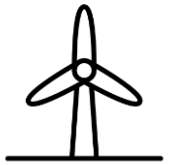
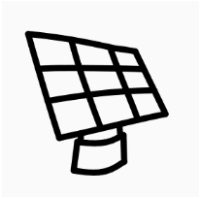
« 0 current mode » pour les PPM de type A

Eléments d’explication de la proposition des gestionnaires de réseau

RPT

Problématique

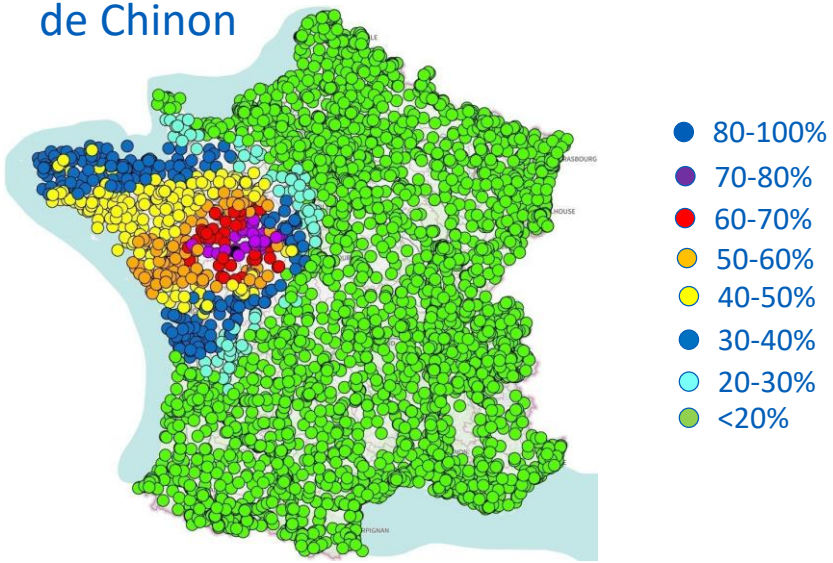
- Un court-circuit engendre un creux de tension visible sur une zone plus ou moins vaste.
- Même si le court-circuit est normalement éliminé (80 ms):
  a) Certaines EnRV vont se déconnecter.
     - A priori ce ne sera plus le cas aux échéances du BP 2050 (tenue au creux de tension dans les critères de raccordement).
  b) Certaines EnRV vont mettre un certain temps à recouvrer leur puissance d'avant l'incident.

Trois questions se posent:

1. **Quel est le volume de puissance active qui peut-être perdu de façon transitoire.**
2. **Cela représente-t-il un risque pour la stabilité en fréquence du système ?**
3. **Est-ce que cela peut avoir un impact sur le dimensionnement des réserves ?**

Profondeur creux de tension pour un cc triphasé 400 kV proche de la ville de Chinon



Méthodologie et hypothèses de l'étude

1. Identification du scénario d'étude: PPE 2035 issue du corps d'hypothèses 2019.

2. Evaluation de l'inertie envisagée à cette échéance.
   - Résultats obtenus dans le projet Migrate[1].
   - Scénario moyen à 60 GVA.s pour la zone France.
   - Scénario bas à 38 GVA.s pour la zone France.
   - Inertie Europe = Inertie France x 5

3. Simulations de **courts-circuits** sur l'ensemble du territoire et quantification de la **perte transitoire de puissance active associée**.
   - ➢ Simulations avec et sans injection de réactif par toutes[2] les EnRV France pendant le défaut.

4. Simulations avec un simulateur de fréquence pour quantifier l'**impact système sur la fréquence** des pertes calculées précédemment.

[1]Future grid stability, a cost comparison of Grid-Forming and Synchronous Condenser based solutions. Thibault PREVOST, Guillaume DENIS. RTE.

[2]Mêmes celles qui sont censées se déconnecter à cause de la chute de tension .

Résultats – volumes de déconnexions à l'horizon 2035

Statistiques du 01/01/2017 au 31/03/2018

Facteur de charge	Durée au-dessus du facteur de charge
80%	0.0%
70%	0.0%
65%	0.1%
60%	0.4%
50%	2.8%
40%	9.2%
30%	21.6%
20%	43.7%
10%	75.5%
0%	100.0%

On choisit un facteur de charge EnRV au moment du défaut représentant plus de 99% des situations[2]

On simule tous les courts-circuits 400 kV en France

Puissance EnRV transitoirement perdue[1] sans injection de réactif (MW)	Poste 400 kV
18974.46	1
17448.66	2
…	…
17339.1	X

[1]cette puissance représente toutes les installations ENR (PV, Eolien de tous les niveaux de tension) dont la tension chute de plus de 20% au moment du creux de tension.

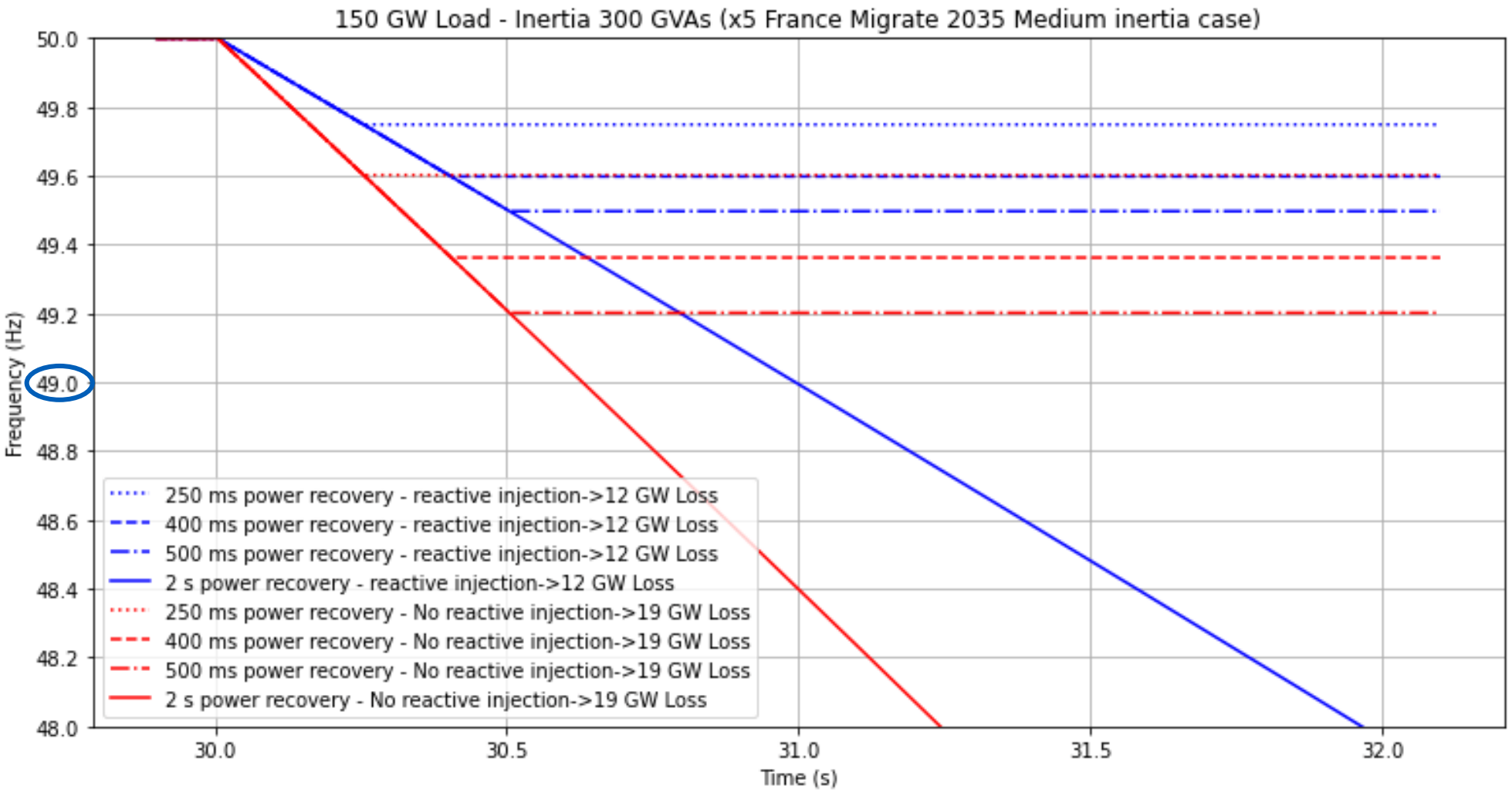
[2]il faudrait croiser cette probabilité avec celle de l'incident creux de tension si l'on souhaitait parvenir à une notion de risque.

Résultats – volumes de déconnexions à l'horizon 2035

Coefficient de démarrage des EnRV au moment du défaut	Puissance EnRV max[1] transitoirement perdue[1] sans injection de réactif (MW)	Puissance EnRV max transitoirement perdue avec injection de réactif (MW)
100%	31624	20549
80%	25299	16440
60%	**18974**	**12330**
40%	12650	8220
20%	6325	4110

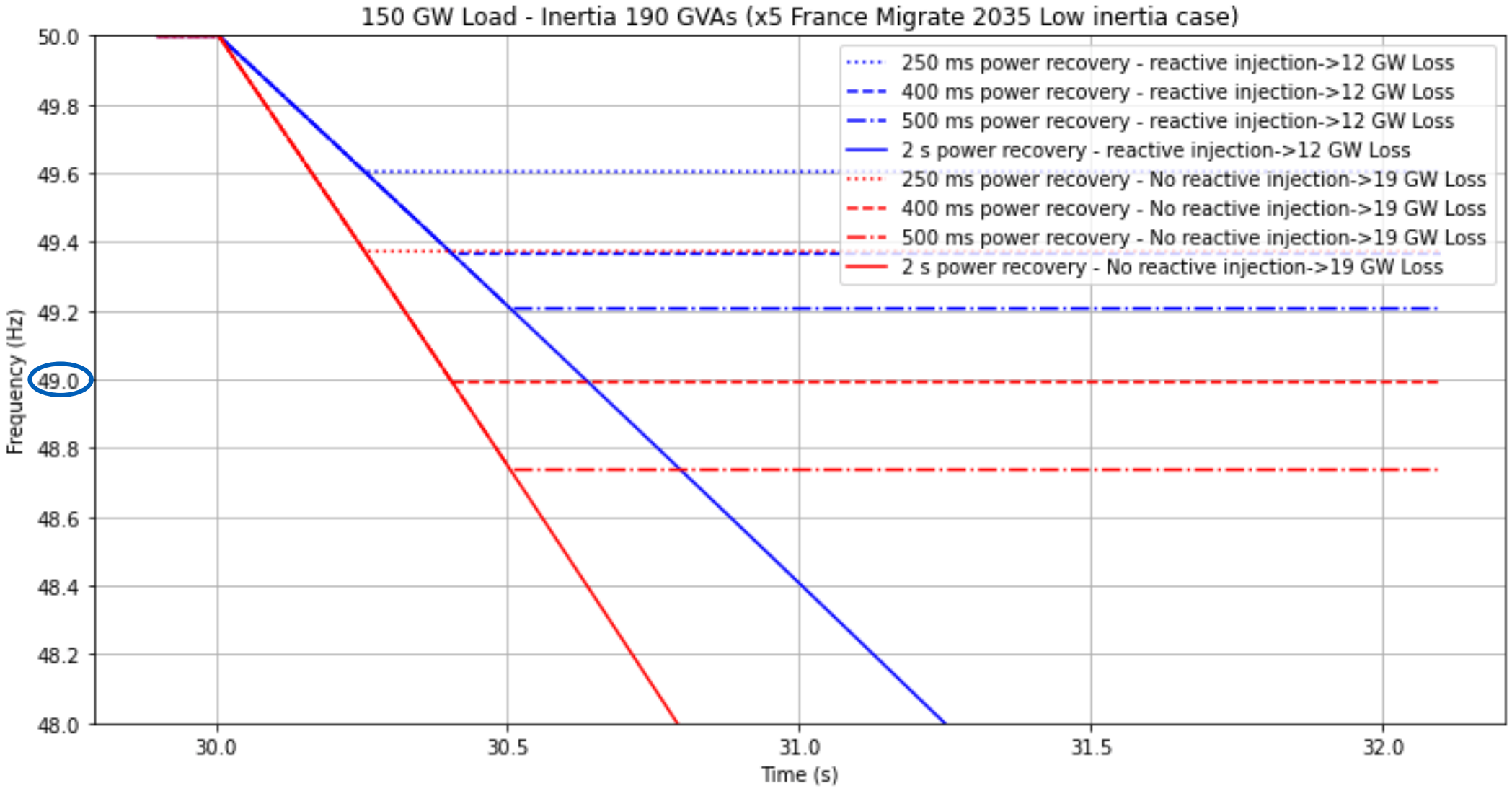
[1]c'est le volume maximal perdu pour cette configuration de réseau. Ce ne sera pas forcément toujours le même poste qui sera le plus contraint vis-à-vis de cette problématique.

Résultats – étude d'impact sur la fréquence



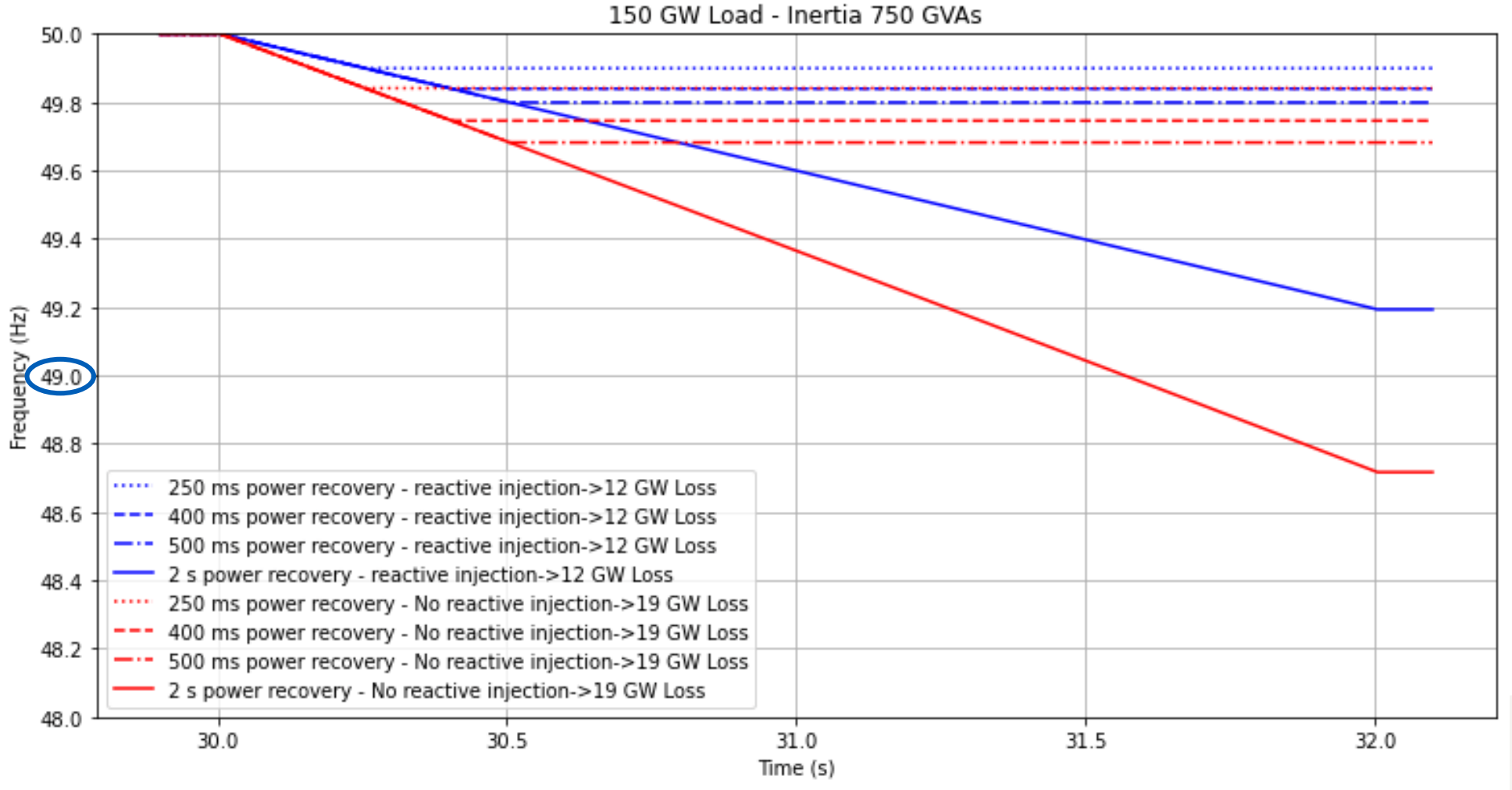
- Au moment de l'incident toute la production EnRV définie précédemment disparaît instantanément.
- Au bout du délai de retour de la puissance, toute la production EnRV revient instantanément.

Résultats – étude d'impact sur la fréquence



Résultats – étude d'impact sur la fréquence

Avec une situation avec une inertie conséquente plus proche d'aujourd'hui, il y aurait déjà des problèmes à réinjecter tardivement



Conclusions

1. **L'injection de courant réactif** par les EnRV pendant le défaut permet de limiter l'amplitude de la chute de tension et donc de limiter la déconnexion de puissance active.

2. **Une obligation de retour de la puissance active en 400 ms** semblerait permettre de contenir la fréquence dans des plages acceptables, même dans le scénario d'étude inertie basse à l'horizon 2035.

3. Cette exigence de retour de la puissance active permettrait de contenir la fréquence dans des plages acceptables sans mobilisation d'une réserve dédiée ou une augmentation de la réserve primaire. **Cependant si cette exigence ne peut-être satisfaite il faudra questionner le dimensionnement de la réserve primaire au regard de ce type d'incidents**.

Besoins pour la sureté du système électrique

1. **Pendant le défaut** : Les productions de type A ne se découplent pas.

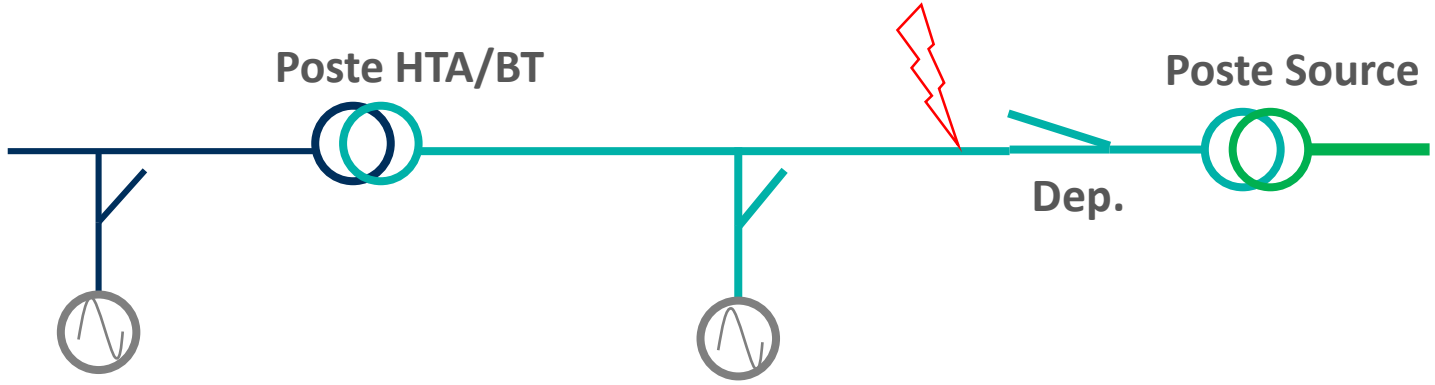
2. **Après élimination du défaut :** Retour à la puissance initiale (ou à la puissance disponible) en 400 ms.

Eléments d’explication de la proposition des gestionnaires de réseau

RPD

Pourquoi 100ms pour l'activation du 0 current mode ?

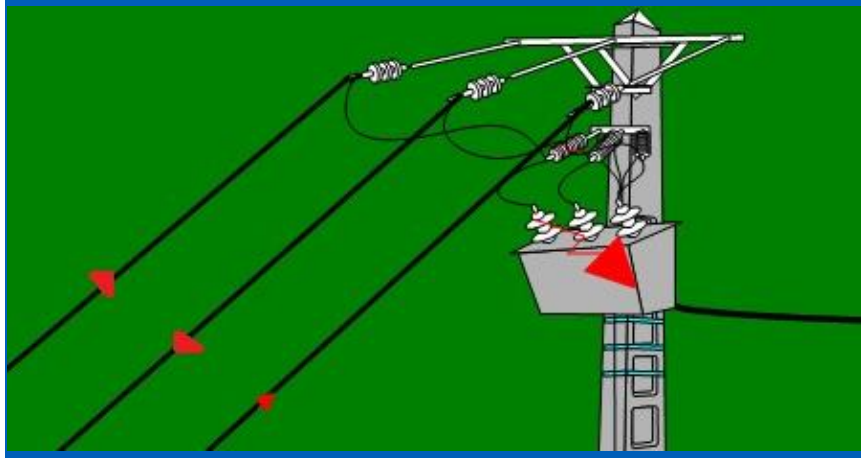
Ex 1 : **DANGER** si défaut polyphasé en RSE (car arc électrique dangereux pour agents TST à proximité, même si Pcc réduite)



Prod BT : pas de moyen d'action

→ Ouverture nécessaire moment de la première perturbation ou arrêt de l'injection de courant

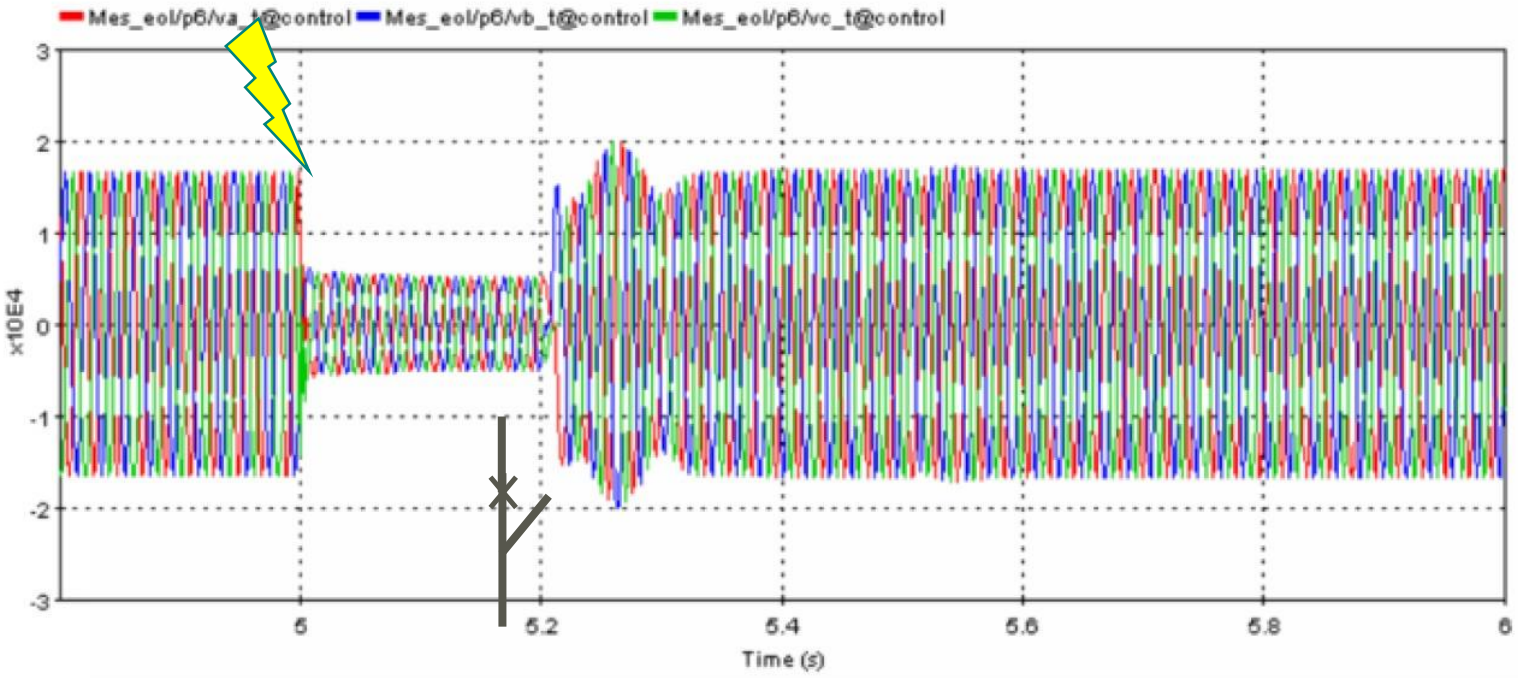
Prod HTA déclenchement « instantané » (<100ms) car RSE ou Télé-action



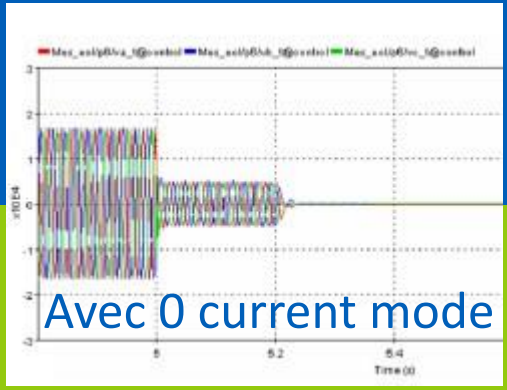
✓ **Il faut agir le plus vite possible, notamment en RSE, pour assurer la sécurité !**

Pourquoi 100ms pour l'activation du 0 current mode ?

Ex 2 : augmentation du **RISQUE d'ILOTAGE HTA/BT** si pas de déclenchement instantané ou pas de 0 current mode (défaut fugitif)



Simulation numérique sur un départ représentatif



✓ **Il faut agir plus vite que l'ouverture du départ au poste source (100ms) pour minimiser les risques d'ilôtage**

Pourquoi 100ms pour l'activation du 0 current mode ?

Le plus vite possible, mais pourquoi pas moins alors?

→ TNFG de 60ms usuellement prescrit par ENEDIS (transitoires, défauts auto-extincteurs...)
+ temps de réaction du système

→ **100ms est un bon COMPROMIS** pour que l'injection des onduleurs soit garantie d'être arrêtée sur apparition d'un min U !

TNFG = temps de non fonctionnement garanti

✓ **Ne pas réagir trop vite pour assurer la qualité de fourniture/production**

Appel à contribution

Présentation succincte

Appel à contributions des constructeurs de matériels

Présentation succincte

Performance des matériels actuels et nature du parc

- Comportements des matériels actuellement installés ne reposant pas sur une fonction « 0 current mode » (comportement lors d'une perturbation?)
- Comportements et performances des matériels actuellement installés embarquant et/ou mettant en œuvre une fonction « 0 current mode »
  - *Paramètres d'intérêts notables : Courant résiduel, seuil d'activation en tension, temps d'arrêt de l'injection, seuil de retour tension, temps de reprise de l'injection*

Performances à moyen terme

- Paramètres atteignables dans le cadre d'une certification (EN50549)

Délai nécessaire à la mise en œuvre

Un appel à contribution qui peut être enrichi