

REDI

« Réseaux électriques durables et intelligents » Esquisse du rapport final

Réunion plénière

Moulins de Beez, le 6 décembre 2011

Francis GHIGNY
Président de la CWaPE

1. Structure du rapport (et agenda)
2. Contexte et finalités
3. Vision de la CWaPE
4. Mise en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau
5. Conclusions

Structure du rapport

Executive summary

1. Contexte et finalités du projet REDI
2. Méthode
 - Groupes de travail/Réunions plénières/Forum de discussion
 - Echange d'arguments: chaque "métier" doit trouver sa pleine expression
3. GT1 « Productions décentralisées »
 - Compte-rendu des concertations (5 sessions)
 - Position et commentaires de la CWaPE
4. GT2 « Consommateurs finals »
 - Compte-rendu des concertations (4 sessions + rencontres bilatérales)
 - Estimation du potentiel de déplacement de charge des secteurs résidentiel et tertiaire
 - Etudes de cas: BT/trans-BT/MT/HT
 - Position et commentaires de la CWaPE sur la réalisation du potentiel de déplacement de charge:
industrie/BT > 56 kVA/BT < 56 kVA

5. GT3 « Coûts-bénéfices des investissements réseau »
 - Compte-rendu des concertations (5 sessions)
 - Position et commentaires de la CWaPE
6. Priorités en matière de développement des réseaux
 - Vision de la CWaPE
 - Mise en œuvre au niveau des gestionnaires de réseau
 - Recommandations au Gouvernement wallon
7. Conclusions
8. Annexes
9. Lexique

Agenda

- Présentation de l'esquisse: 6 décembre 2011
- Communication des commentaires de la part des acteurs du marché: jusqu'au 27 décembre 2011
- Remise du rapport final provisoire: 13 janvier 2012
- Approbation du rapport final: comité de direction du 23 janvier 2012



Le groupe de réflexion a pu s'appuyer sur des législations approuvées, sur un projet d'arrêté et sur une lettre de mission:

1. Directive 2009/28/CE = directive « 20-20-20 »
2. Directive 2009/72/CE = « 3^e paquet »
3. Décret du 12 avril 2001 = « décret électricité »
4. Projet d'AGW adopté en 1^{re} lecture le 10 février 2011 = fixation des quotas de CV après 2012
5. Lettre de mission (25 octobre 2010) du Ministre en charge de l'énergie ⇒ projet REDI

1. Directive 2009/28/CE = directive « 20-20-20 »

Considérant (60)

« Un accès prioritaire et un accès garanti pour l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables sont importants pour intégrer les sources d'énergie renouvelables (...). »

Considérant (61)

« Dans certaines circonstances, il n'est pas possible de garantir complètement le transport et la distribution d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sans altérer la fiabilité ou la sécurité du réseau. Il pourrait alors être justifié d'accorder une compensation financière à ces producteurs. (...) Dans la mesure où les objectifs fixés en vertu de la présente directive le requièrent, le raccordement des nouvelles installations d'énergie renouvelable devrait être autorisé le plus rapidement possible. (...) »

1. Directive 2009/28/CE = directive « 20-20-20 » (suite)

Article 16 - Accès aux réseaux et gestion des réseaux

« 1. Les États membres prennent les mesures appropriées pour développer l'infrastructure du réseau de transport et de distribution, des réseaux intelligents (...).

2. (...):

a) les États membres veillent à ce que les opérateurs de systèmes de transport et de distribution présents sur leur territoire garantissent le transport et la distribution de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;

b) les États membres prévoient, en outre, soit un accès prioritaire, soit un accès garanti au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables;

c) (...) Les États membres veillent à ce que les mesures concrètes appropriées concernant le réseau et le marché soient prises pour minimiser l'effacement de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. (...)

3. (...) Ces règles¹ se fondent sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires qui tiennent compte en particulier de tous les coûts et avantages liés à la connexion de ces producteurs au réseau (...). Les règles peuvent prévoir différents types de connexion. »

¹: NDLR: prise en charge et partage des coûts, tels que le raccordement, le renforcement des réseaux...

2. Directive 2009/72/CE = « 3^e paquet »

Considérant (6)

« Un marché intérieur de l'électricité qui fonctionne bien devrait donner aux producteurs les incitations appropriées à l'investissement dans les nouvelles capacités de production d'énergie (... et) offrir aux consommateurs des mesures adéquates pour promouvoir une utilisation plus efficace de l'énergie (...). »

Considérant (27)

« Les États membres devraient encourager la modernisation des réseaux de distribution, par exemple en introduisant des réseaux intelligents qui devraient être mis en place de façon à encourager la production décentralisée et l'efficacité énergétique. »

Considérant (36)

« (...) les autorités de régulation (...) devraient tenir compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée et aux mesures de gestion de la demande. »

Considérant (41)

« Les États membres ou, si un État membre le prévoit, l'autorité de régulation, devraient encourager le développement de contrats de fourniture interruptible. »

2. Directive 2009/72/CE = « 3^e paquet » (suite)

Article 23 - Pouvoir de décider du raccordement de nouvelles centrales électriques au réseau de transport

« 2. Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser le raccordement d'une nouvelle centrale électrique en invoquant d'éventuelles futures limitations dans les capacités disponibles du réseau (...).

3. Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser un nouveau point de raccordement au motif que celui-ci entraînera des coûts supplémentaires résultant de l'obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau (...). »

Article 25 – Tâches des gestionnaires de réseau de distribution

« 1. Le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution d'électricité (...) et de développer, dans des conditions économiques acceptables, un réseau de distribution d'électricité sûr, fiable et performant dans la zone qu'il couvre, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique. (...)

4. Un État membre peut imposer au gestionnaire de réseau de distribution, lorsqu'il appelle les installations de production, de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets ou qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées. »

3. Décret du 12 avril 2001 = « décret électricité » : art. 11, § 2

« (...) le gestionnaire de réseau est notamment chargé des tâches suivantes:

1° l'amélioration, le renouvellement et l'extension du réseau, notamment dans le cadre du plan d'adaptation, en vue de garantir une capacité adéquate pour rencontrer les besoins »

4. Projet d'AGW adopté en 1^{re} lecture le 10 février 2011 = fixation des quotas de CV après 2012

Le projet d'arrêté vise à atteindre un objectif de 11 TWh d'électricité verte produite en Wallonie à l'horizon 2020 par la fixation d'un quota de 37,9% en 2020.

Cet objectif est ventilé par filière dans le projet d'arrêté de la manière suivante :

- 8 TWh d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ;
- 3 TWh d'électricité issue de cogénération de qualité à partir d'énergie fossile.

→ Directive 2009/28/CE: rappel:

« Dans la mesure où les objectifs fixés... le requièrent, le raccordement des nouvelles installations d'énergie renouvelable devrait être autorisé le plus rapidement possible. »

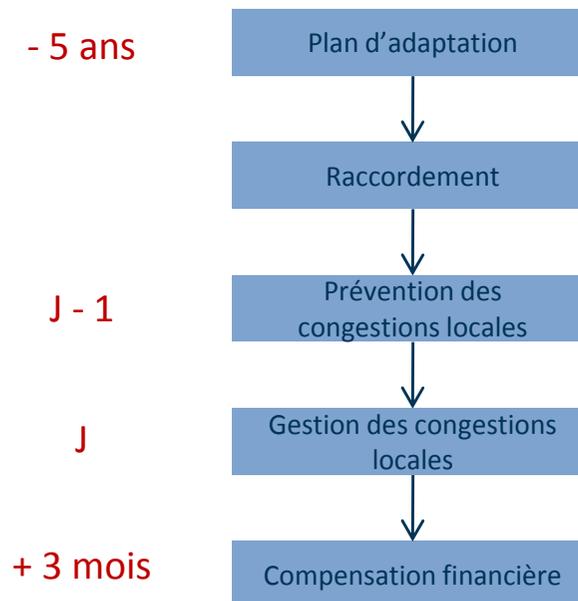
5. Lettre de mission (25 octobre 2010) du Ministre en charge de l'énergie ⇒ projet REDI

« Ce groupe de travail remettra au Gouvernement un rapport sur les priorités en matière de développement des réseaux durables et intelligents en vue d'assurer l'intégration des productions décentralisées, de limiter la consommation des clients finals, de réduire les pertes réseaux et d'améliorer l'efficacité et le rapport coût-bénéfice des investissements "réseaux" ».

→ Question: productions décentralisées:

- E-SER ?
- E-verte ?
- Toutes ?

1. Plan d'adaptation
2. Raccordement des productions locales avec accès flexible
3. Prévention des congestions locales (ou surtensions en BT)
4. Gestion des congestions (ou surtensions en BT)
5. Compensation financière



1. Plan d'adaptation

- Il faut agir le plus tôt possible: tous d'accord, mais double point de vue:
 - producteurs: préparer (études, démarches administratives) en vue d'un renforcement du réseau en fonction des potentialités E-SER
 - GR: investir là où ce sera utile (après signature du contrat de raccordement)
- La définition par les autorités de zones prioritaires pour l'accueil de la production renouvelable permet une planification optimale du réseau.
- Une rémunération suffisante doit être assurée pour ces investissements (accord du régulateur sur les propositions tarifaires).
- Une information et une incitation doivent exister pour que les producteurs se raccordent de préférence dans les zones favorables (capacité disponible sur le réseau).

2. Raccordement des productions locales

- Principe de base: toute demande de raccordement doit être rencontrée.
 - Directive 2009/28 et 72 / Décret électricité / Projet de décret « transposition des directives »
 - E-SER, verte ou toute production ?
- Préserver la sécurité du réseau
- Raccordement avec accès flexible (GFlex)
 - Si capacité disponible: GFlex (compensé financièrement lorsque la flexibilité est activée)
 - Si capacité insuffisante: GFlex avec compensation financière différée pour un niveau de flexibilité convenu, dans l'attente du renforcement de réseau
 - Si projet « déraisonnable » : GFlex sans compensation financière

2. Raccordement des productions locales *(suite)*

➤ Projet « déraisonnable »

- Investissement déraisonnable sur le réseau vu le « bénéfice » du projet
-  Compensation financière déraisonnable par le GR vu le « bénéfice » du projet

→ Analyse coût-bénéfice (réalisée par le GR) qui doit être approuvée par la CWaPE pour entraîner une dérogation et faire l'objet d'une motivation formelle et adéquate:

- bénéfice: financier, environnemental, sociétal, paysager, perspectives, capacité à atteindre les objectifs fixés aux niveaux wallon et européen...
- référence: système identique à l'obligation d'enfouissement des lignes HT

3. Prévention de la congestion

→ gestion active de la demande (déplacement de charge) principalement

- Règle générale: la gestion de la charge doit permettre d'optimiser le "sourcing" et, accessoirement, de lisser la courbe de charge
 - Fournisseurs et, accessoirement, GRD
 - "Heures creuses du tarif bihoraire" et "Exclusif nuit" déterminées en concertation avec les fournisseurs
- Règle particulière: la prévention d'une congestion locale (prélèvement ou injection) confère au GR une priorité d'action pour la gestion active de la demande afin d'assurer la sécurité et la fiabilité du réseau
 - Aussi dans l'intérêt du fournisseur
 - Les signaux économiques sont souvent, mais pas toujours, convergents (exemple: l'éolien)
- Préavis pour une action optimale par les GRD
 - Les GRD n'ont pas de responsabilité d'équilibre (\neq intraday)
 - Les fournisseurs seraient "pénalisés" (sourcing) par des mesures générales décidées longtemps à l'avance
 - Optimum: j - 1 avant 11h00 car 12h00 = clôture marché Belpex et 13h00 = nomination

3. Prévention de la congestion *(suite)*

➤ Qui envoie le signal au client (modèle de marché)?

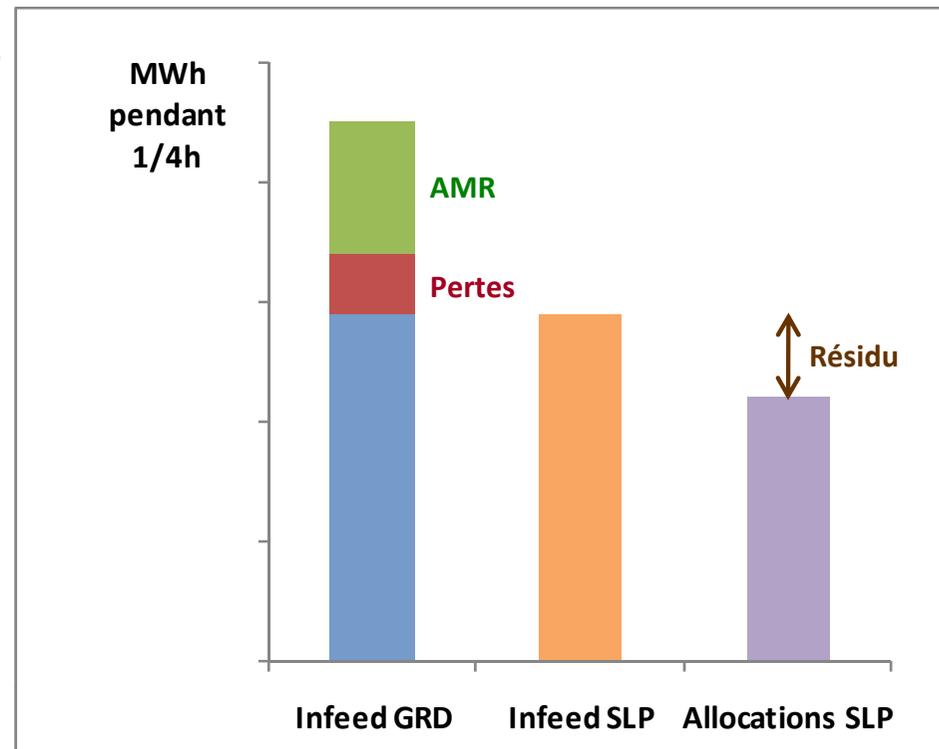
- Pour le client relevé ¼ h (télé-relève), soit progressivement tous les > 56 kVA et ceux qui feront le choix d'un compteur intelligent
 - le fournisseur: car il est directement impacté par un déplacement de la consommation
- Pour le client relevé annuellement (YMR) ou mensuellement (MMR) (clients SLP¹)
 - le GRD: heures pleines/creuses; exclusif nuit; autres

¹: SLP : Synthetic Load Profile: profil de charge basé sur des moyennes statistiques

3. Prévention de la congestion (suite)

➤ Client SLP

- Les clients YMR et MMR ont une consommation théorique par ¼ h basée sur des moyennes statistiques foisonnées de clients de même type (courbes SLP).
- Infeed SLP: consommation mesurée pour un ¼ h de tous les clients SLP d'un GRD (infeed GRD – AMR – pertes)
- Allocation SLP: consommation statistiquement répartie de tous les clients SLP
- Résidu = allocation SLP – infeed SLP



3. Prévention de la congestion *(suite)*

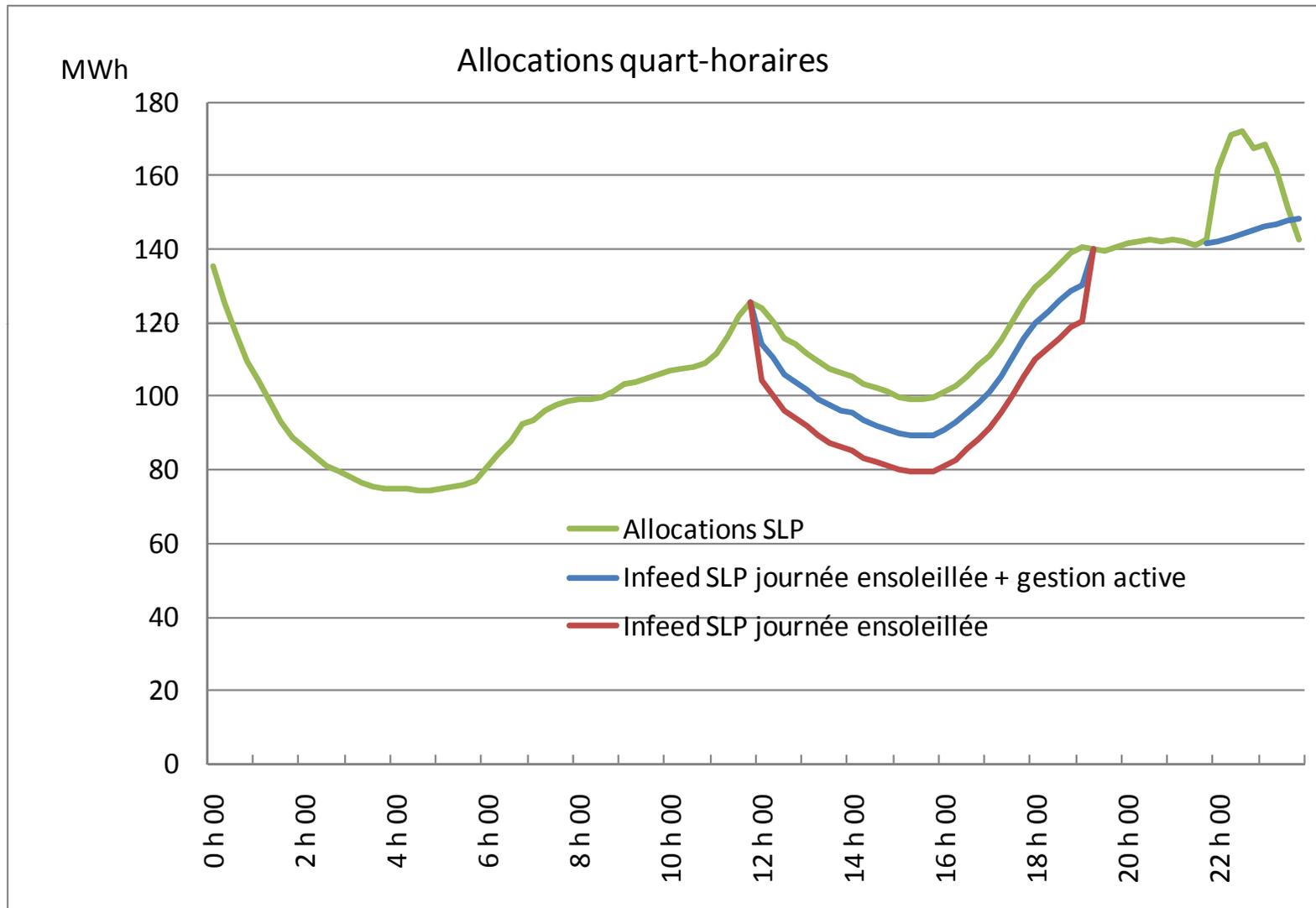
➤ Résidu

- Positif ou négatif
 - Exprimé en % de l'allocation SLP globale (réparti uniformément sur tous les clients SLP)
 - Doit donc être compensé par les fournisseurs des clients SLP
 - Dépend d'événements
 - Imprévisibles en j - 1: ne peut pas être intégrée dans la « nomination » des fournisseurs
 - Prévisibles en j - 1:
 - Stable (spécifique au GRD)
 - Evènements annoncés
 - Climat (température, soleil, vent)
 - Signaux TCC programmés la veille (nombre de clients concernés)
- Le niveau du "résidu" importe peu s'il a pu être convenablement anticipé en j - 1.

3. Prévention de la congestion *(suite)*

- Exemple: impact de l'ensoleillement sur le résidu et de la réaction du GRD:
 - Les courbes SLP tiennent compte, en moyenne, de l'apport des panneaux PV.
 - Si ensoleillement important, résidu positif prévisible (niveau d'ensoleillement, puissance PV installée).
 - Si pas de soleil, résidu négatif prévisible.
 - Si le GRD décide de mettre en heures creuses les heures très ensoleillées, le résidu positif sera réduit, de façon également prévisible (nombre de clients concernés).

3. Prévention de la congestion (suite)



3. Prévention de la congestion *(suite)*

➤ Conclusion pour la prévention des congestions

- Le GRD peut décider de réduire les congestions un jour à l'avance en agissant sur certains clients SLP, sans compensation financière car les fournisseurs de ces clients ne sont pas spécifiquement impactés.
- Le GRD peut aussi "acheter" de la flexibilité auprès de fournisseurs (ARP ou agrégateurs). Cette flexibilité peut concerner tant les clients AMR ou équipés d'un compteur intelligent que les producteurs. Une compensation financière devra néanmoins intervenir.
- Le résultat quantitatif d'une gestion active de la demande n'est pas absolument garanti.

4. Gestion de la congestion

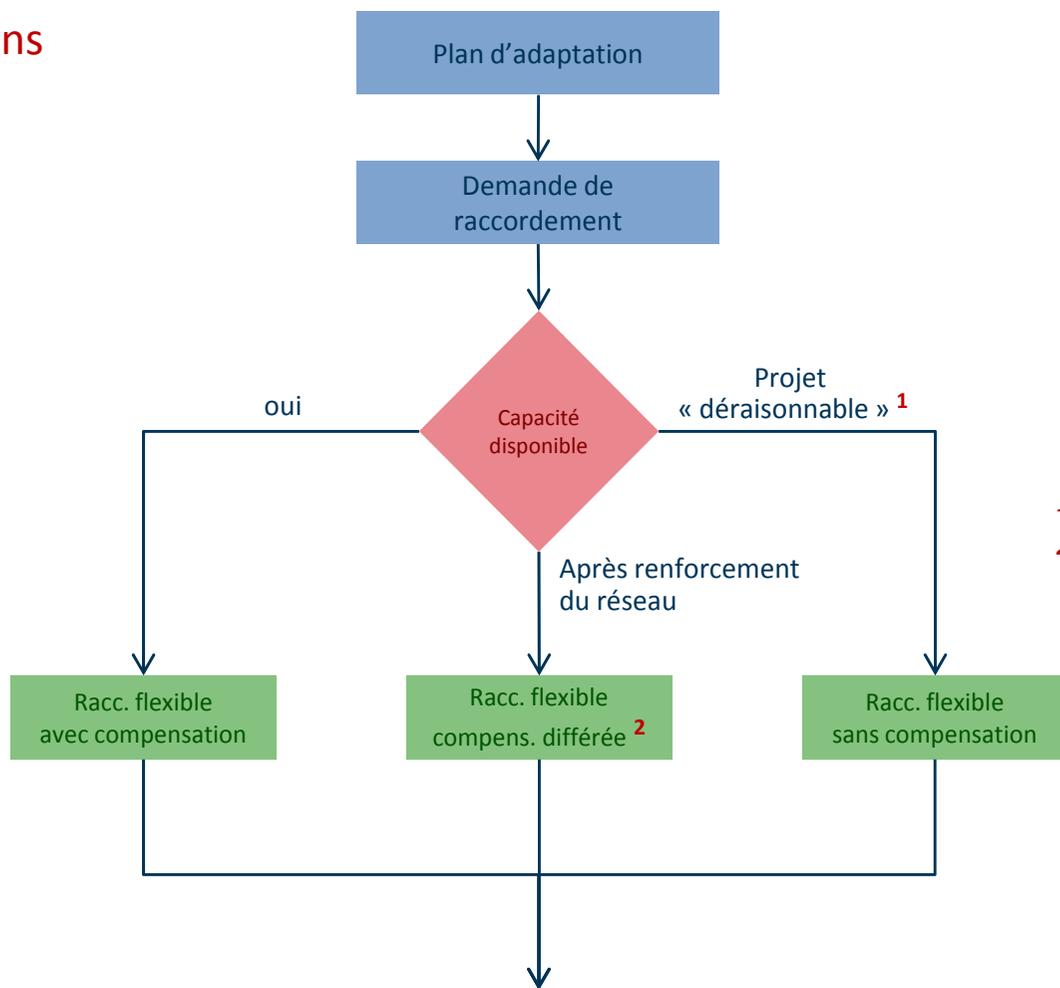
- La prévention des congestions ne garantit pas le résultat à 100%.
- La sécurité du réseau impose qu'une production puisse être réduite (à coup sûr) dans des délais connus d'avance → généralisation des accès flexibles.
- Une priorité ou une garantie d'accès à l'électricité d'origine renouvelable est garantie par la directive 2009/28/CE.
- Le gestionnaire de réseau doit organiser les autres priorités d'accès sur base économique (point de vue du GRD).

5. Compensation financière (liée à la flexibilité)

- La compensation financière est une condition nécessaire pour permettre au GRD de réaliser une optimisation économique, au bénéfice de la collectivité.
- La compensation financière doit correspondre au manque à gagner du producteur, lorsqu'il doit limiter son injection pour répondre à des contraintes du réseau, sauf dans certaines circonstances (compensation différée, projet "déraisonnable").
- La compensation financière a deux composantes:
 - la composante "énergie" qui devrait être compensée "en nature" et en temps réel pour éviter tout déséquilibre;
 - la composante "autre" qui peut être négative ou positive:
 - négatif: coût du combustible, coûts opérationnels;
 - positif: certificats verts si ceux-ci sont irrémédiablement perdus (solaire/éolien/...), ...

6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production locale

- 5 ans

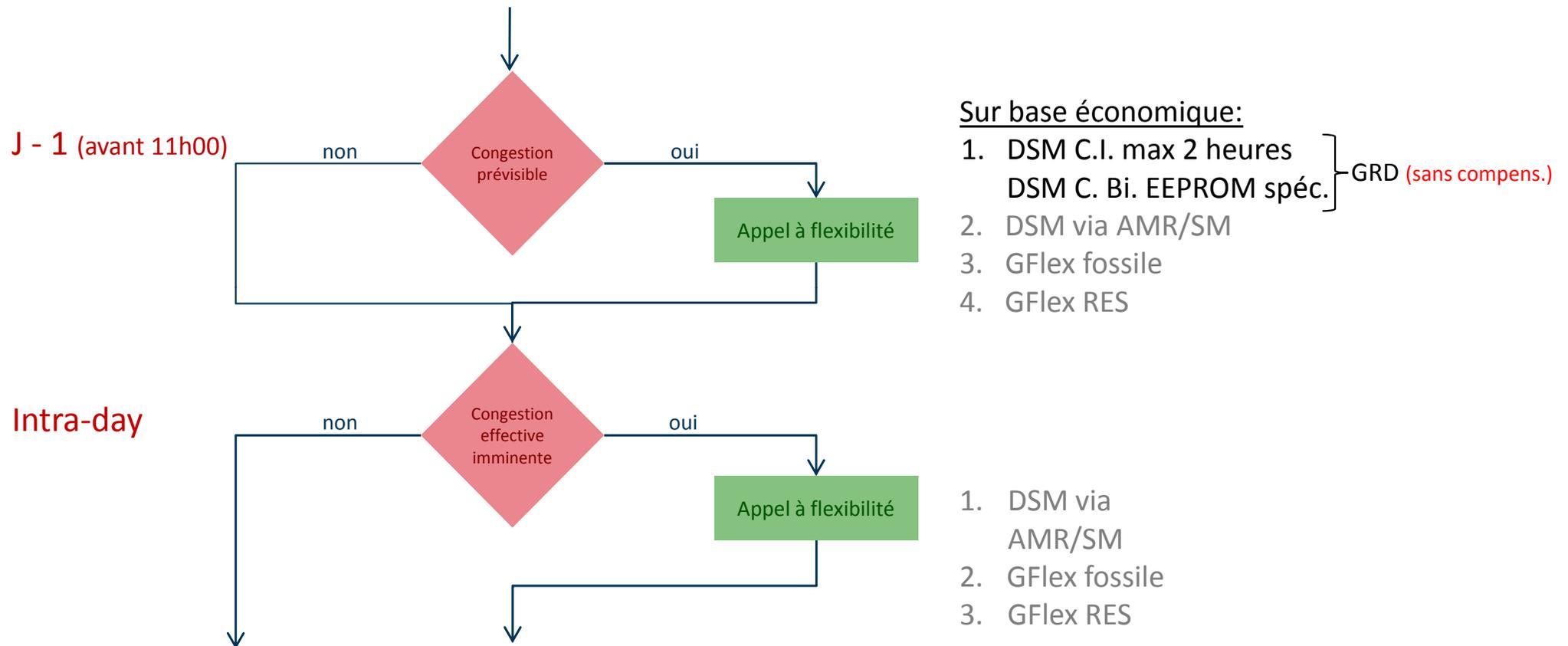


- Renforcement du réseau (prod. déc.)
- Monitoring du réseau (Smart Grid) } WACC+

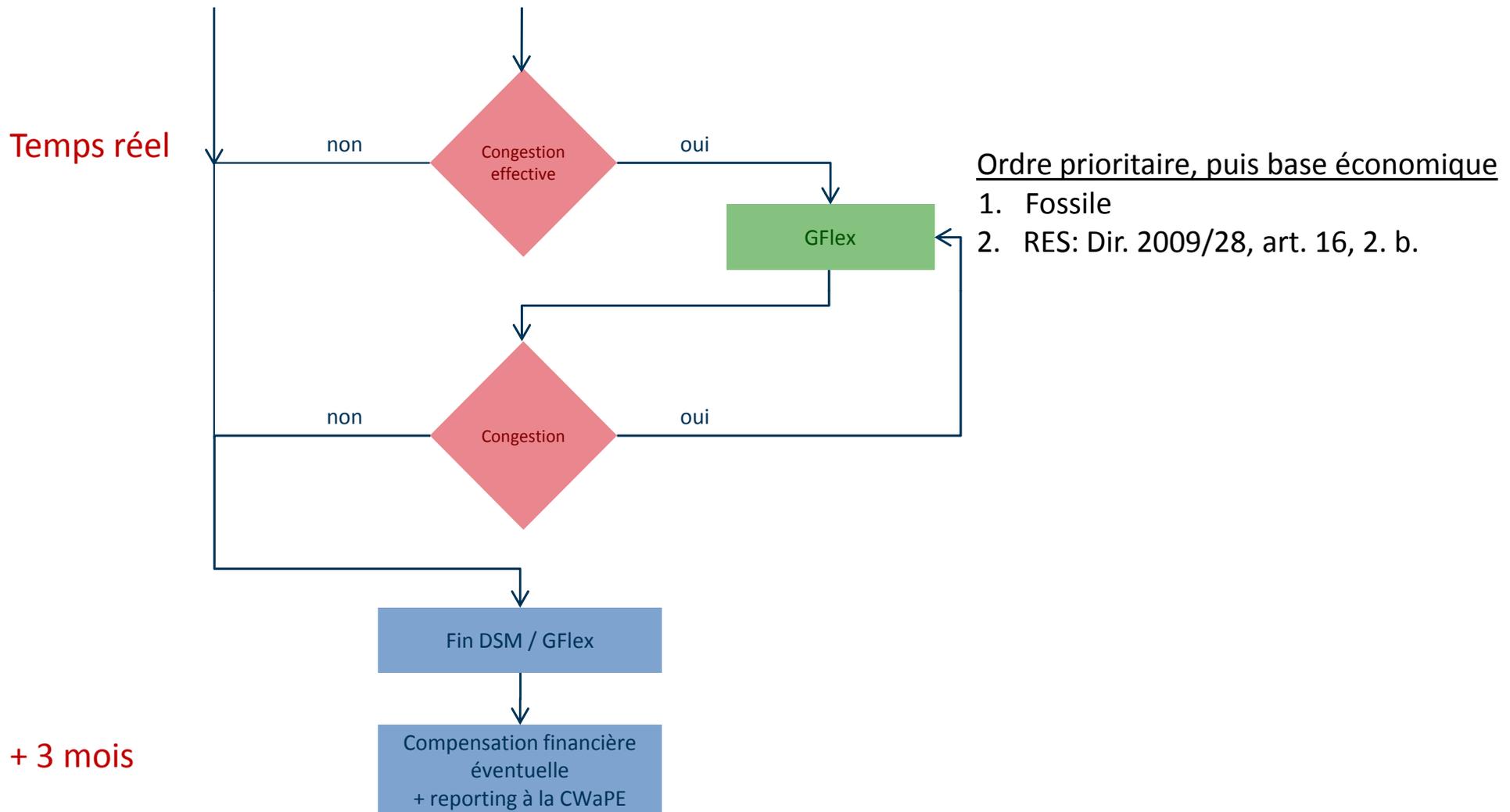
1: Accord CWaPE nécessaire
2: Niveau de flexibilité et durée des travaux à justifier

- Dir. 2009/72, art. 32
- Dir. 2009/28, art. 16, 5^e
- Décret "électricité", art. 11

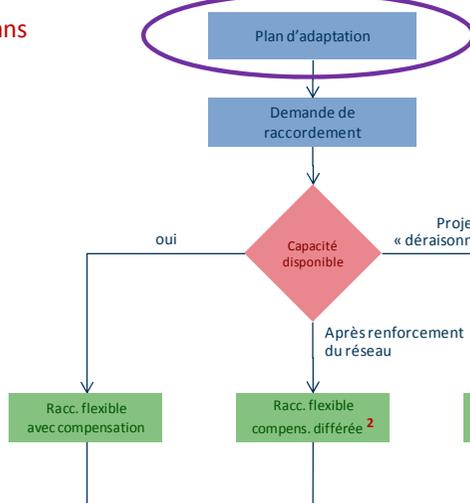
6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production locale (suite)



6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production locale (suite)



- 5 ans

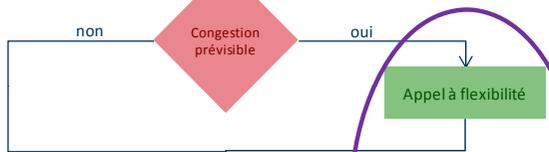


- Renforcement du réseau (prod. déc.)
- Monitoring du réseau (Smart Grid) } WACC+

1: Accord CWaPE nécessaire
2: Niveau de flexibilité et durée des travaux à justifier

- Dir. 2009/72, art. 32
- Dir. 2009/28, art. 16, 5^e
- Décret "électricité", art. 11

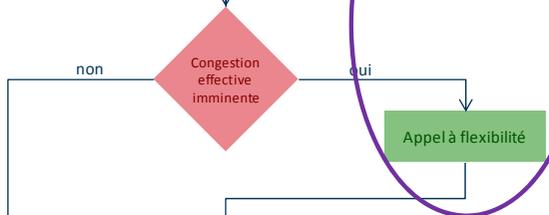
J - 1 (avant 11h00)



Sur base économique:

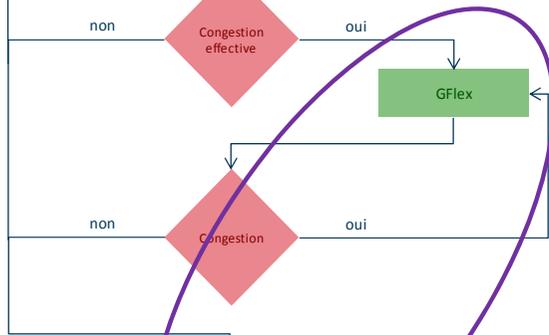
1. DSM C.I. max 2 heures
DSM C. Bi. EEPROM spéc. } GRD (sans compens.)
2. DSM via AMR/SM
3. GFlex fossile
4. GFlex RES

Intra-day



1. DSM via AMR/SM
2. GFlex fossile
3. GFlex RES

Temps réel



Ordre prioritaire, puis base économique

1. Fossile
2. RES: Dir. 2009/28, art. 16, 2. b.

Optimisation économique

- Investir
- DSM
- GFlex + compensation

+ 3 mois



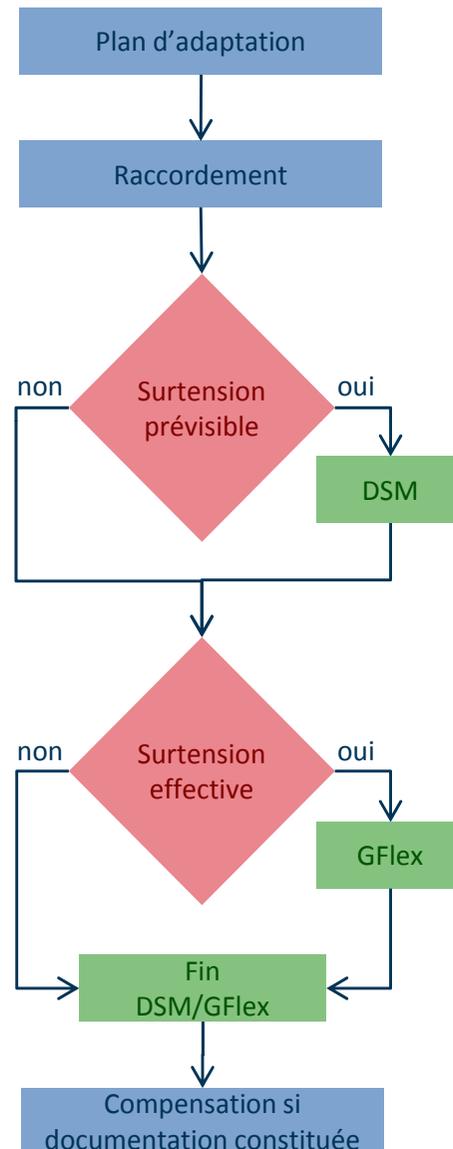
6. Logigramme décisionnel pour l'intégration de la production ≤ 10 kVA

- 5 ans

J - 1 (avant 11h00)

J

+ 1 an



- Compteur interruptible max 2h
- Compteur bihoraire avec EEPROM dédié + relais (- Achat flexibilité chez F.: SM/AMR)

Protection surtension déclenche

Conclusions « Vision de la CWaPE »

- REDI ne dispose pas de données chiffrées absolues pour déterminer le coût des différentes solutions (fit & forget / smart grid / DSM / GFlex). Chaque situation est, en outre, particulière.
- Le logigramme permet au GRD de choisir la solution du « moindre coût » dans tous les cas de figure.
- Le GRD retrouve une mission globale d'optimisation des coûts du système tout en respectant scrupuleusement la séparation des métiers:
 - adaptation du réseau > < DSM;
 - DSM > < flexibilité compensée;
 - flexibilité compensée > < adaptation du réseau.
- Le GRD a la responsabilité et les moyens de choisir les solutions au moindre coût (au bénéfice des clients) tout en permettant tous les raccordements (au bénéfice des productions et de la concurrence) tant que les objectifs gouvernementaux ne sont pas dépassés (quota CV).

Conclusions « Vision de la CWaPE »

➤ La CWaPE entend:

- favoriser les investissements stratégiques nécessaires pour atteindre les objectifs définis par le Gouvernement wallon et par l'Europe;
- intégrer la compensation financière dans les tarifs pour l'utilisation des réseaux;
- vérifier que l'optimisation a été correctement appliquée par le GRD, notamment en utilisant sa capacité de gestion active de la demande (DSM).

1. Organisation et structure
2. Gestion opérationnelle du réseau
3. Actions vis-à-vis des utilisateurs
4. Chaîne des valeurs avec les autres parties du marché

→ A développer en 2012 avec les GRD en concertation avec les autres acteurs du marché

Organisation et structure

- Définition d'objectifs de performance (KPI) liés à une gestion intelligente du réseau
 - Erreur moyenne sur "résidu" prévisionnel
 - Rapport « Gestion active de la demande réalisée » / « flexibilité imposée » (%)
 - ...
- Mise en œuvre d'incitants financiers
 - Définition d'investissements "stratégiques" (Wacc+)
 - Utilisation du KPI
 - ...
- Prise de responsabilité en vue d'atteindre une optimisation des coûts
 - Réalisation de projets pilotes (observabilité réseau de distribution, chaîne de commande des raccordements avec accès flexible, déplacement de charge bihoraire)
 - Promouvoir la R&D dans les smart grid
 - Développement d'un pôle de compétence Smart grid (installateurs, secteur académique)
- Finalisation des contrats de raccordement avec accès flexible

Gestion opérationnelle du réseau

- Amélioration des capacités de monitoring et de contrôle des flux transitant sur le réseau (observabilité et contrôle au niveau des postes, dispatching)
- Mise en œuvre de la chaîne de commande des raccordements avec accès flexibles
- Adaptation des systèmes d'information et de commande (TCC, réseaux de communication, dispatching, estimateur d'état du réseau)
- Développement ou acquisition des outils de prévisions (données météo, cadastre des productions existantes, lien avec le potentiel local de déplacement de charge)

Actions vis-à-vis des utilisateurs

- Campagne de promotion et d'information sur la gestion active de la demande, avec un ciblage particulier sur les parties de réseau ayant une capacité limitée
- Promotion des comptages multi-horaires (interruptibles, bihoraires...), notamment auprès des prosumers et de ceux qui font le choix d'applications électriques déplaçables (véhicules électriques, pompes à chaleur, conditionnement d'air...)
- Promotion du déplacement de charge pour les personnes disposant d'usages flexibles (pompes à chaleur, boilers électriques, électro-mobilité...) via des tarifs réseau incitatifs

Chaîne des valeurs avec les autres parties du marché (facilitateurs de marché)

- Définition des processus de gestion active de la demande (MIG 6)
- Communication du résidu en $j - 1$:
 - infeed GRD transmis en $j + 1$ (acquis)
 - infeed SLP transmis en $j + 1$ (données non validées)
 - résidu transmis en $j + 2$ (à développer)
 - résidu estimé en $j - 1$ (à développer)
- Mécanisme d'achat de flexibilité (AMR, Smart meter, producteurs)
- Organisation pratique de la compensation financière (GFlex)
- Mise en œuvre des SLP (Synthetic Load Profile) par registre de consommation d'électricité (MIG 6) pour permettre aux fournisseurs d'adapter leur "sourcing" (achat d'électricité) à leur "billing" (électricité facturée au client final):

- Une expérience gratifiante qui aboutit à des conclusions opérationnelles:
 - susceptibles de rencontrer les objectifs quantitatifs du Gouvernement wallon... ;
 - ... au moindre coût.
- Les GRD retrouvent:
 - une "relation-client" parfaitement compatible avec les règles d'unbundling ;
 - une certaine capacité à rechercher un optimum économique intégrant les préoccupations des producteurs, des consommateurs, des fournisseurs et des gestionnaires de réseau.
- Les producteurs trouvent des règles plus transparentes et moins limitatives pour se raccorder au réseau, tout en restant financièrement incités à se raccorder là où le réseau dispose d'une capacité suffisante.
- Les fournisseurs peuvent développer une politique commerciale plus saine, grâce à la correspondance retrouvée entre le "sourcing" et le "billing" et faire une démarche spécifique vers les clients pour lesquels un compteur intelligent se justifie.
- Les clients peuvent, s'ils le désirent, devenir acteurs du marché en acceptant une gestion active de leur charge, avec différents niveaux de sophistication.

Merci à tous... pour la « smart attitude » !