

CSPE : fiscalité «écologique» (mal) orientée



Intermittence des EnR ...



Durabilité des subventions



Insécurité du réseau !

Landéda (29), 08 -09-2012

Plan

- Panne allemande (4.11.2006) : OA *versus* sécurité
- Résultat d'une Europe « verte » et « libérale »
- Obligation d'achat et CSPE explosives (en € et Hz)
- Pistes à explorer, techniques et organisationnelles

La bouffée qui fit déborder le vase ...



Succession d'erreurs et imprévus :

- Consignation C-D surprenante (pour le «*Norwegian Pearl*»)
- Insuffisante anticipation de l'opération (pour météo)
- Non-vérification de la règle du «*N-1* »
- Seuils de surcharge RWE et E.On différents sur L-W
- Non-information sur « *productions décentralisées* »
- **Production incontrôlée des éoliennes du Nord-Est**

Plus ... **engins sans « *services système* »**

Cause essentielle : Europe écolo-libérale

- Directives européennes libérale (*unbundling*, casse de CEGB, ENEL, EDF, etc.) **et** renouvelable
- « *concurrence libre et non faussée* », sauf ... obligation d'achat des EnR
- Tarifs d'achat fortement incitatifs.



systeme(s) de l'« *obligation d'achat* »

Toute l'Europe (ou presque)

- **EEG** : *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* et *
- **KWKG** : *Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung*
- Real Decreto → **Régimen especial**
- **Conto Energia**
- **FiT** : *Feed-in Tariffs*
- Etc.
- **CSPE** : OA à la française **

* Note M. Cruciani (IFRI) « *Évolution des prix de l'électricité aux clients domestiques en Europe occidentale* » in Enerpresse du 9-12-2011 : **total à ~37,5 €/MWh en 2011**

** CSPE (y compris péréquation et solidarité) fixée à 7,5 puis (7/2011) à 9,0 €/MWh, aujourd'hui à 10,5 €/MWh.

Principe de compensation « *intégrale* »

Charges
au titre d'une
année donnée

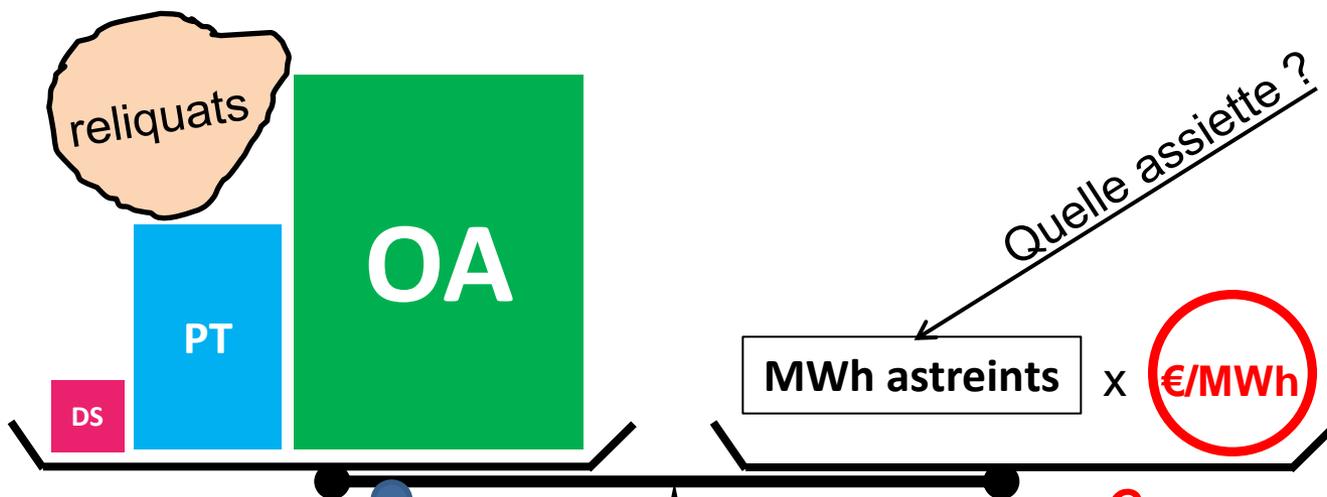


Reliquats années antérieures

Dispositions Sociales (TPN + FSL)

Péréquation Tarifaire (DOM + Corse + îles bret.)

Obligation d'Achat (EnR + cogénération + ultime pointe)



Si le taux de CSPE est insuffisant (... depuis 2004), les reliquats s'accroissent (pour EDF seule !)

Contribution (unitaire)
au Service Public de
l'Électricité arrêtée
par le ministre

Prévisions CRE pour 2012

| Répartition des trois volets de la CSPE au titre de 2012 (en M€) | | |
|---|---------------|--------------|
| Obligations d'achat | 3254,3 | 76,5% |
| Péréquation (hors OA) | 901,0 | 21,2% |
| Dispositions sociales | 98,4 | 2,3% |
| | 4253,7 | |

Toujours à la traîne ...

Croissance continue

Prédominant,
de + en +

Précarité en hausse
Décret n°2012-309 (6 mars ...)
Ouverture aux prod. alternatifs ?

Synthèse* de délibération CRE du 13/10/2011

| | Charges prévisionnelles au titre de 2012 | Charges constatées au titre de 2010 | | Reliquats années antérieures | Charges prévues pour 2012 |
|---------------------------------|--|-------------------------------------|------|------------------------------|---------------------------|
| EDF | 4010,8 | 2539,2 | 58% | 954,9 | 4965,7 |
| Obligation d'achat hors ZNI | 2617,2 | 1511,5 | 73% | | |
| Péréquation | 1297,3 | 968,0 | 34% | | |
| sur ^{coûts} production | 823,3 | 675,9 | 22% | | |
| OA en ZNI | 474,0 | 292,0 | 62% | | |
| Dispositions sociales | 96,3 | 59,7 | 61% | | |
| ELD (ex-DNN) | 158,3 | 64,3 | 146% | -7,1 | 151,2 |
| Obligation d'achat | 156,2 | 62,3 | 151% | | |
| Dispositions sociales | 2,1 | 2,0 | 5% | | |
| Electricité De Mayotte | 84,6 | 50,4 | 68% | 6,1 | 90,7 |
| Surcoûts de production | 77,7 | 48,5 | 60% | | |
| Obligation d'achat | 6,9 | 1,9 | 263% | | |
| TOTAL | 4253,7 | 2653,8 | 60% | 953,9 | 5207,6 |
| | | | | avec CDC | 5207,7 |

* Adaptée à partir de l'annexe 1 (page 21) et de la communication (Tableau 4)

Assiette de CSPE ...

| Assiette de la CSPE (en TWh) | 2011 | 2012 |
|---|------------------|------------------|
| Consommation intérieure prévisionnelle (hors pertes) ¹ | 464,2 | 475,7 |
| TWh exonérés de CSPE ² | 90,8 (19,6 %) | 94,8 (19,9 %) |
| Total TWh soumis à contribution | 373,4 | 380,9 |

relevé ³ à
559,35 k€
insuffisant !

¹ Source : RTE : RTE, EDF-SEI, Electricité de Mayotte

² Exonération des auto-producteurs jusqu'à 240 GWh par site de production, plafonnement à **550 k€ par site de consommation**, plafonnement à 0,5% de la valeur ajoutée des sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh.

³ Délibération CRE du 02/02/2012

... et taux de CSPE :

Taux unitaire **requis** pour 2012 = Total charges 2012 / assiette = $\frac{5207,7}{380,9} = 13,7 \text{ €/MWh}$

Taux **fixé** à $(9 + 10,5) / 2 = 9,75 \text{ €/MWh}$
soit **3,95 €/MWh trop bas**

Manque : $380,9 \times 3,95 = 1.505 \text{ M€}$!

L'obligation d'achat : « AO » versus « OA »*

Chapitre I : Les dispositions générales relatives à la production

Section 3 : L'appel d'offres

Article L311-10 : Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, **l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres**. [...]

Chapitre IV : Les dispositions particulières à l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables

Section 1 : L'obligation d'achat

Article L314-1 : Sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, **Electricité de France** et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, **les entreprises locales de distribution** chargées de la fourniture sont tenues de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par :

1° Les installations qui [... déchets, EnR, **cogénération** ...]

« La CSPE ? Une TVA déguisée. Et dévoyée ! »

(synthèse de l'expertise IED de 2006-2007)

- [...] *La tactique de l'iceberg d'une CSPE que l'on charge le plus possible, pour en cacher la partie immergée comme on pousse la poussière sous le tapis, y contribue, à tous points de vue. En effet, la CSPE a institutionnalisé un mécanisme d'inflation :*
 - ← — *plus le prix du marché monte,*
 - *moins est la compensation d'EDF,*
 - *plus le prix de revient d'EDF croît,*
 - *[plus le tarif réglementé augmente(ra)]*
 - *favorisant l'envolée du prix du marché, etc.*
- *Et plus les énergies décréées « propres » (grand hydraulique et nucléaire toujours exclus) apparaîtront compétitives ! [...] »*

Achats obligés selon CRE (13-10-2011)

Pour EDF :

Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2012 (hors ZNI) **

| | Cogénération (combustible fossile) | Cogénération (combustible fossile) dispatchable | Diesel dispatchable | Hydraulique | Eolien | Incinération | Biogaz | Biomasse | Photovoltaïque | Autres (*) | TOTAL |
|-------------------------------------|--|--|------------------------|-------------|----------|--------------|--------|----------|----------------|------------|----------|
| Quantités (GWh) | 9 863,4 | 50,3 | 4,0 | 6 378,6 | 15 589,5 | 2 720,1 | 944,9 | 1 294,7 | 3 025,2 | 158,1 | 40 028,9 |
| Coût d'achat (M€) | 1 292,0 | 40,3 | 9,8 | 406,5 | 1 358,4 | 150,1 | 90,2 | 152,3 | 1 474,9 | 23,4 | 4 998,1 |
| Coût d'achat unitaire (€/MWh) | 131,0 | 800,8 | 2428,7 | 63,7 | 87,1 | 55,2 | 95,5 | 117,6 | 487,5 | 147,8 | 124,9 |

* Centrales thermiques à fourniture partiellement garantie

** Le tableau de la CRE décompose les quantités prévisionnelles mois par mois

Pour les ELD la CRE ne donne aucun détail par filière. Au total :
1 563,9 GWh pour un coût d'achat de 219,1 M€

Le coût d'achat unitaire des ELD est ... supérieur à celui d'EDF : **140,1 €/MWh**

Synthèse des « quantités et coûts d'achat prévisionnels pour 2012 (hors ZNI) »

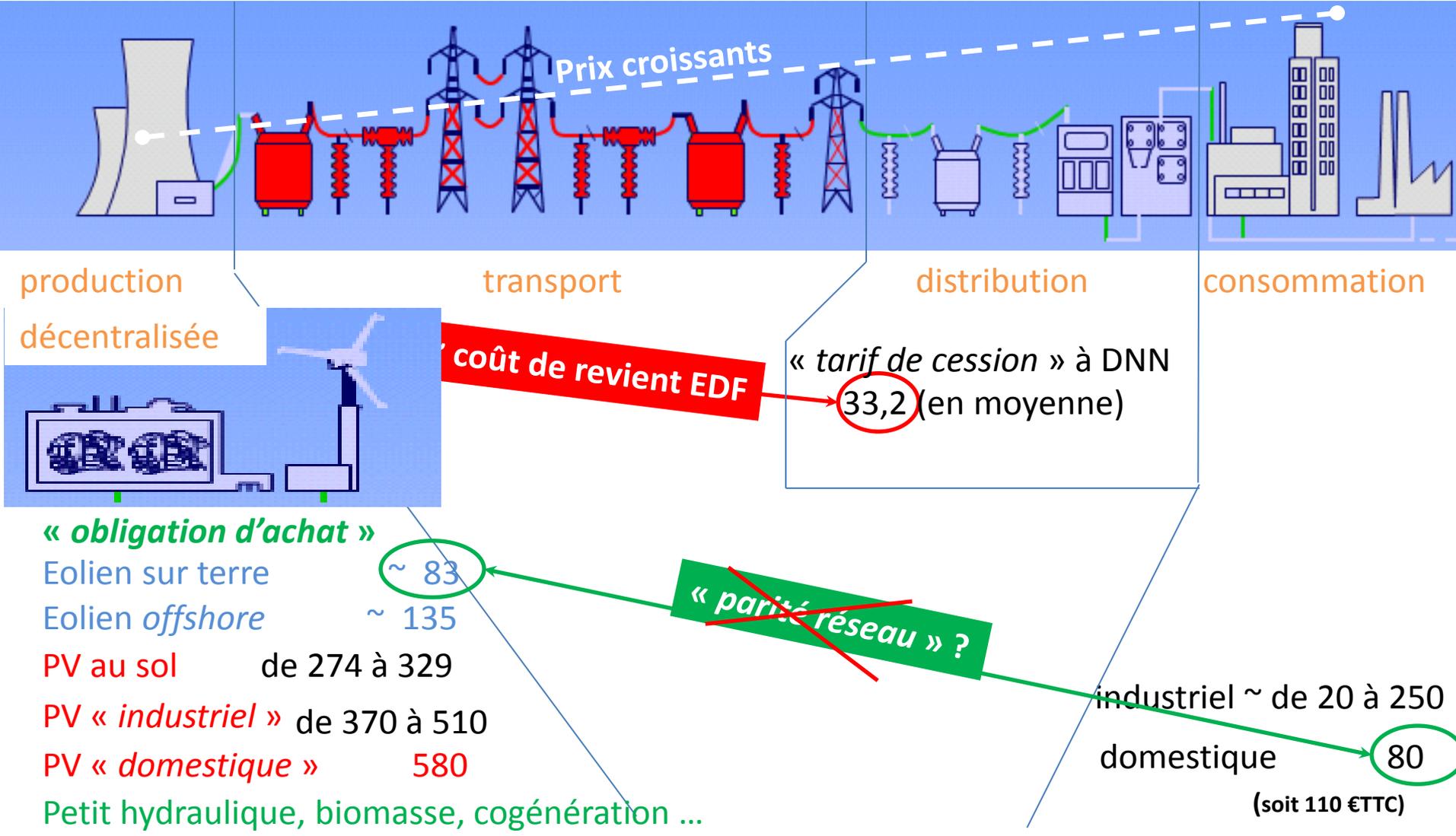
| | Cogénération fossile | Production dispatchable | Hydraulique | Eolien | Toutes biomasses | Solaire (PV) | TOTAL |
|-------------------------------------|-------------------------|----------------------------|-------------|--------|---------------------|--------------|-------|
| Quantités (TWh) | 9,9 | 0,2 | 6,4 | 15,6 | 5,0 | 3,0 | 40,0 |
| Coût d'achat (mds€) | 1,29 | 0,07 | 0,41 | 1,36 | 0,39 | 1,47 | 5,00 |
| Coût d'achat unitaire (€/MWh) | 131,0 | 346,0 | 63,7 | 87,1 | 79,2 | 487,5 | 124,9 |

De 2010 (enregistré) à 2012 (prévisionnel) :

- production dispatchable **divisée par 4**
- mais le coût d'achat unitaire de la cogénération dispatchable a **quintuplé !**
- cogénération en baisse volumique (- **23 %**), biomasses en hausse de 25 %,
- achats en hausse de 54 %, dont :
 - ✓ PV: + 621 %
 - ✓ éolien : + 71 %
 - ✓ Biomasses : + 51 % (incinération stable)
- coût unitaire moyen en hausse de 30 % (volume global en hausse de 18 %)

Coûts, tarifs yc « obligés » cession, achat (€/MWh)

(tous chiffres datant de 2010, mais comparaison toujours valable)



Calcul officiel du surcoût de l'achat obligé

surcoût officiel = tarif d'achat — « *coût évité* »

- Les tarifs d'achat sont arrêtés (OA) ou acceptés (AO*) par le ministre;
- Le « *coût évité* » diffère selon l' « *opérateur historique* » obligé :
 - EDF : « *prix du marché moyen pondéré* », calculé par la CRE **
 - ELD : « *tarif de cession* », arrêté par le ministre de l'énergie ***

* Alors secrets !

** Modif. par LFR de 2004 ! Avant : **coût du seul combustible économisé ...**

*** C'est le prix auquel EDF est tenu de « *céder* » son électricité aux ELD !

Charge identique, compensation discriminatoire

Article L121-7 : En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

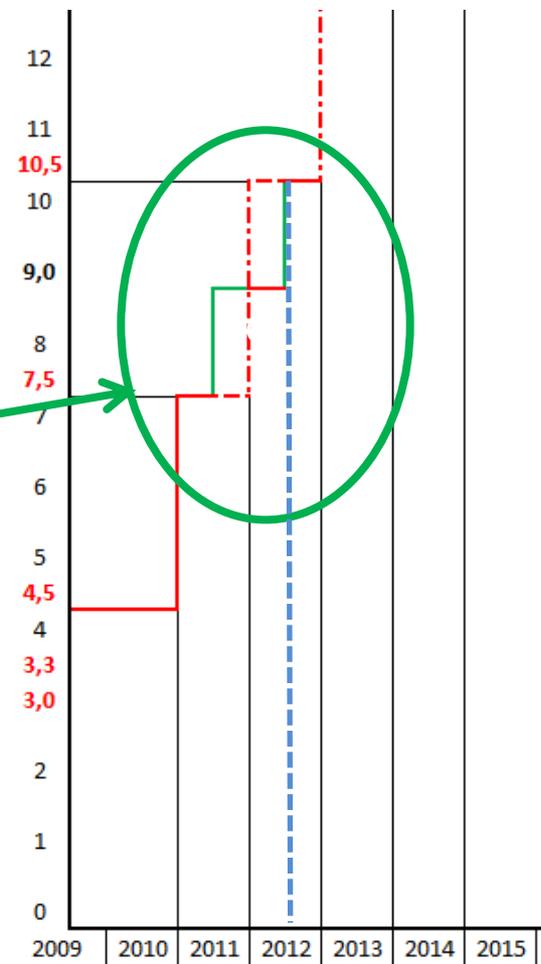
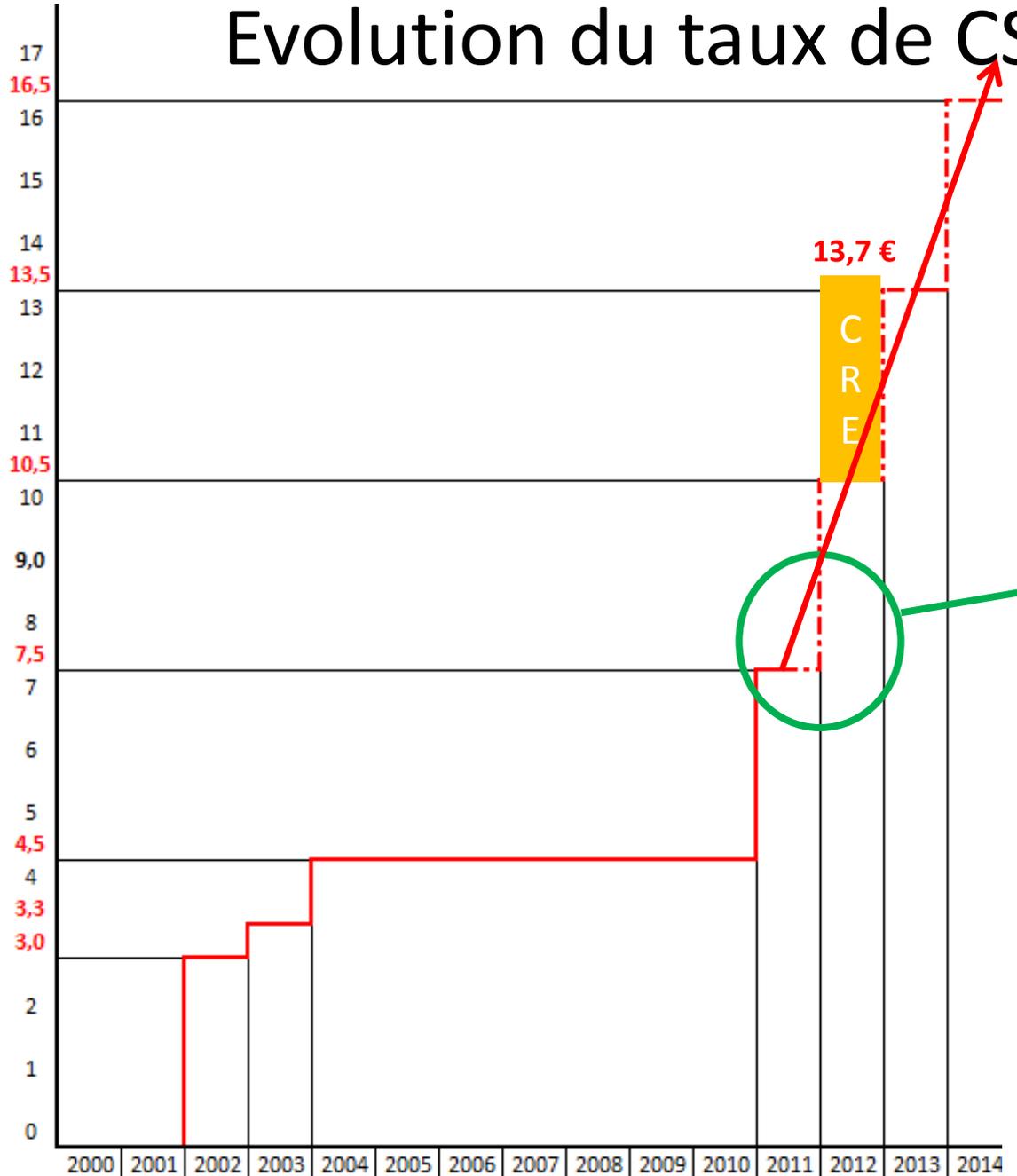
1° Les surcoûts qui résultent, le cas échéant, de la mise en œuvre des dispositions des articles L.311-10 et L. 314-1 par rapport aux coûts évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux entreprises locales de distribution qui seraient concernées. Les coûts évités sont calculés par **référence aux prix de marché** de l'électricité sauf, pour les entreprises locales de distribution [« **ELD** »], pour les quantités acquises au titre des articles L. 311-10 et L. 314-1 se substituant aux quantités d'électricité acquises aux tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1, par **référence à ces tarifs de cession**.

à compter d'août 2011, **~39,9 €/MWh**
(délib. CRE, 19/07/2012)

59,1 €/MWh pour 2012
(délib. CRE, 13/10/2011)

- 19,2 €/MWh
... pour EDF

Evolution du taux de CSPE (en €/MWh)



Historique de la CSPE depuis 2006 *

| | | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|-------|------|------|------|------|------|------|
| C = Charges au titre de l'année N | mds€ | 1,46 | 1,64 | 1,87 | 2,23 | 3,50 | 4,20 |
| r = reliquat de l'année N-2 | mds€ | | | | | 1,40 | 1,00 |
| A = Charges de l'année N = C + r | mds€ | 1,32 | 1,64 | 2,24 | 2,44 | 4,90 | 5,20 |
| a= assiette | TWh | 383 | 384 | 391 | 375 | 373 | 381 |
| R = recom^{mandation} CRE = $10^3 \cdot A/a$ | €/MWh | 3,40 | 4,26 | 5,72 | 6,51 | 12,9 | 13,7 |
| T_N = taux officiel : $\min (R; T_{N-1}+3)$ | €/MWh | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 8,25 | 9,75 |
| Sous-financement = $A - a \cdot T/10^3$ | mds€ | | | 1,40 | 1,00 | 1,82 | 1,49 |

Et pour la suite ? 

* Synthèse issue des prévisions CRE de CSPE de l'année N (délibération de fin N-1) : → www.cre.fr

Pourquoi une créance EDF ? *

« [L]e montant de 4,5 €/MWh était insuffisant pour couvrir les charges depuis 2009. Dans ce cas, **c'est EDF qui subissait un défaut de compensation de ses charges - les autres fournisseurs historiques, qui représentent moins de 5 % des charges à ce jour, étaient eux intégralement compensés.** Ainsi, par exemple, les charges effectivement supportées par EDF en 2009, que la CRE a évaluées en octobre dernier, ne lui ont pas été intégralement remboursées par la CSPE qui était en vigueur **pour 2009. Il en résulte pour EDF un défaut de compensation de 1,4 milliard d'euros, qui s'ajoute à ses charges 2011. Pour 2010, le défaut de compensation d'EDF, estimé à ce jour à 1 milliard d'euros, sera ajouté à ses charges 2012** ».

Idem pour 2011, 2012, etc.

Déficit global de 4,5 mds€

Et sans agios !

* <http://www.cre.fr/dossiers/la-cspe#header> (mise à jour du 06-06-2011)

Article 15 du décret n° 2004-90

durci par décret n° 2009-1647

« *Le montant des sommes à reverser à chaque opérateur [EDF et ELD] est calculé au prorata de son solde créditeur. Toutefois, lorsque la compensation annuelle due à un opérateur est inférieure à **10 %** du montant total des charges [de CSPE ...], le montant des sommes à lui reverser à chaque échéance [trimestrielle] est égal au quart de la compensation due [...] ».*

EDF est dernière servie, pour ce qui reste ...

Vers une résorption de la créance EDF ?

- Possible, en 3-4 années, sans croissance de l'OA
- Mais :
 - Grenelle de l'Environnement (et PPI-2009) :
 - Croissance de l'éolien terrestre
 - Bulle photovoltaïque (PV)
 - Appels d'Offres éolien offshore
 - Nouvelles pratiques « *bretonnes* » (CCG de Landerneau)
 - Baisse de la cogénération et de l'extrême pointe
- Montant d'achat obligé supposé stable, sauf pour :
 - Eole,
 - PV et ...
 - Éolien *offshore*.

Résultats de l'Appel d'Offres éolien offshore

EDF-EN rafle 3 des 4 sites attribués : Fécamp, Courseulles et St Nazaire ...

Le ministre ne communique * rien sur les tarifs offerts, si ce n'est que « *néanmoins, **les prix d'achat de l'électricité proposés** par les candidats présentent des écarts significatifs et **dépassent, dans certains cas, le prix plafond fixé par le cahier des charges de l'appel d'offres.*** »

Non plus que sur l'impact de ces projets sur la CSPE ...

... sauf oralement : cf. Enerpresse du 06-04-2012

- **1200 M€/an pour les 1910 MW** d'EDF-EN et Iberdrola (St Brieuç)
- **500 M€/an pour les 750 ou 600 MW** de GdF-Suez au Tréport

Mais aussi : - 7 mds€ (hors raccordement : estimé à 1 md€ **)
 - 10.000 emplois ...

* Communiqué officiel n° 611 du 06/04/2012

** Source : RTE « *Schéma décennal du réseau de transport d'électricité* » (15-11-2011)

Conséquences de ces AO, après 2020

- A supposer que les 6000 MW offshore visés par la PPI-2009 soient atteints en 2020, et qu'ils soient rémunérés dans les conditions issues de ce premier appel d'offres,
- c'est à **une majoration supplémentaire de la CSPE d'au moins 1,6 milliard €/an qu'il faut s'attendre :**

6000 MW x 3000 h = 18 TWh, payés :

- **268 €/MWh (hors raccordement ...)**
- **au lieu des ~ 180 €/MWh pronostiqués**
- **et des 130 €/MWh de l'arrêté du 10-7-2006**



**Illustration de la courte-
échelle OA et AO !**

Et pour la suite ?

Quelles croissances ?

Hors inflation :

- Coût évité : 59 €/MWh
- éolien : 87 €/MWh
- offshore : 268 €/MWh
- PV dégressif → « parité »

Facteurs de charge :

- éolien : 2.000 h/an
- offshore : 3.000 h/an
- PV : 1.000 h/an

| Hypothèses de simulation | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|-------------|------|------|-------------|------|------|
| Eolien terrestre, en croissance de 2000 h/an et 87 €/MWh | 0,5 GW/an | 6,4 | 6,9 | 7,4 | 7,9 | 8,4 |
| | + md€/an -> | | | 0,03 | 0,03 | 0,03 |
| Offshore en 2 appels d'offres 3000 h/an et 268 €/MWh | | | | | | |
| | | | | + md€/an -> | | |
| Photovoltaïque en croissance de 1000 h/an et tarif dégressif | 0,5 GW/an | 2 | 2,5 | 3 | 3,5 | 4 |
| | | 537 | 488 | 442 | 396 | 350 |
| | | | | + md€/an -> | | |
| | | | | 0,19 | 0,17 | 0,15 |
| Incrément annuel de charge globale (mds€/an) | | | 0,21 | 0,22 | 0,20 | 0,17 |

| Résultats de simulation | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|-------|------|------|------|------|------|
| C = Charges au titre de l'année N | mds€ | 3,50 | 4,20 | 4,42 | 4,62 | 4,79 |
| r = reliquat de l'année N-2 | mds€ | 1,40 | 1,00 | 1,82 | 1,49 | 1,68 |
| A = Charges de l'année N = C + r | mds€ | 4,90 | 5,20 | 6,24 | 6,10 | 6,47 |
| a = assiette | TWh | 373 | 381 | 380 | 380 | 380 |
| R = recom ^{mandation} CRE = 10 ³ .A/a | €/MWh | 12,9 | 13,7 | 16,4 | 16,1 | 17,0 |
| T _N = taux officiel : min (R; T _{N-1} +3) | €/MWh | 8,25 | 9,75 | 12,0 | 15,0 | 17,0 |
| Sous-financement = A - a.T/10 ³ | mds€ | 1,82 | 1,49 | 1,68 | 0,40 | |

Équilibre en 2015

Simulation de CSPE officielle jusqu'en 2020

| Hypothèses de simulation | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|--------------|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Eolien terrestre, en croissance de 2000 h/an et 87 €/MWh | 0,5 GW/an | 6,4 | 6,9 | 7,4 | 7,9 | 8,4 | 8,9 | 9,4 | 9,9 | 10,4 | 10,9 |
| | + md€/an -> | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 |
| Offshore en 2 appels d'offres 3000 h/an et 268 €/MWh | | | | | | | | 2 | 2 | 6 | 6 |
| | | + md€/an -> | | | | | | 1,2 | | 2,5 | |
| Photovoltaïque en croissance de 1000 h/an et tarif dégressif | 0,5 GW/an | 2 | 2,5 | 3 | 3,5 | 4 | 4,5 | 5 | 5,5 | 6 | 6,5 |
| | | 537 | 488 | 442 | 396 | 350 | 304 | 258 | 212 | 166 | 120 |
| | + md€/an -> | 0,19 | 0,17 | 0,15 | 0,12 | 0,10 | 0,08 | 0,05 | 0,03 | 0,03 | 0,03 |
| Incrément annuel de charge globale (mds€/an) | | 0,21 | 0,22 | 0,20 | 0,17 | 0,15 | 1,36 | 0,10 | 2,55 | 0,06 | 0,06 |

| Résultats de simulation | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| C = Charges au titre de l'année N | mds€ | 3,50 | 4,20 | 4,42 | 4,62 | 4,79 | 4,94 | 6,30 | 6,41 | 8,96 | 9,0 |
| r = reliquat de l'année N-2 | mds€ | 1,40 | 1,00 | 1,82 | 1,49 | 1,68 | 0,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| A = Charges de l'année N = C + r | mds€ | 4,90 | 5,20 | 6,24 | 6,10 | 6,47 | 5,34 | 6,30 | 6,41 | 9,0 | 9,0 |
| a = assiette | TWh | 373 | 381 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 | 380 |
| R = recom ^{mandation} CRE = 10 ³ .A/a | €/MWh | 12,9 | 13,7 | 16,4 | 16,1 | 17,0 | 14,1 | 16,6 | 16,9 | 23,6 | 23,7 |
| T _N = taux officiel : min (R; T _{N-1} +3) | €/MWh | 8,25 | 9,75 | 12,0 | 15,0 | 17,0 | 14,1 | 16,6 | 16,9 | 19,9 | 22,9 |
| Sous-financement = A - a.T/10 ³ | mds€ | 1,82 | 1,49 | 1,68 | 0,40 | | | | | 1,41 | 0,33 |

Synthèse de **simulation**, selon rythmes adoptés

Combien de **milliards d'€/an**, dès 2021 ?

**Gel Eole et PV
et offshore**

| | Eole | | | | | |
|-------------|---------------|------------|------------|----------|-------------|----------|
| PV | +GW/an | 0 | 0,5 | 1 | 1,4 | 2 |
| 0 | | 7,9 | 8,1 | 8,4 | 8,5 | 8,8 |
| 0,38 | | 8,6 | 8,8 | 9,0 | 9,2 | 9,5 |
| 0,75 | | 9,2 | 9,5 | 9,7 | 9,9 | 10,1 |
| 1,5 | | 10,6 | 10,8 | 11,0 | 11,2 | 11,5 |
| 2 | | 11,5 | 11,7 | 11,9 | 12,1 | 12,3 |

Gel Eole et PV

PPI 2009

**Prétentions
SER (en PV)**

Retenons 9 mds/an en 2020. Encore que ...

| Charges annuelles de CSPE (mds€) | | 2012 | 2020 |
|----------------------------------|--------|------|------|
| Coût évité (€/MWh) | TWh/an | 40 | 70 |
| Prix de marché | 59 | 5 | 9 |

Hors financement (TURPE) des adaptations du réseau ...

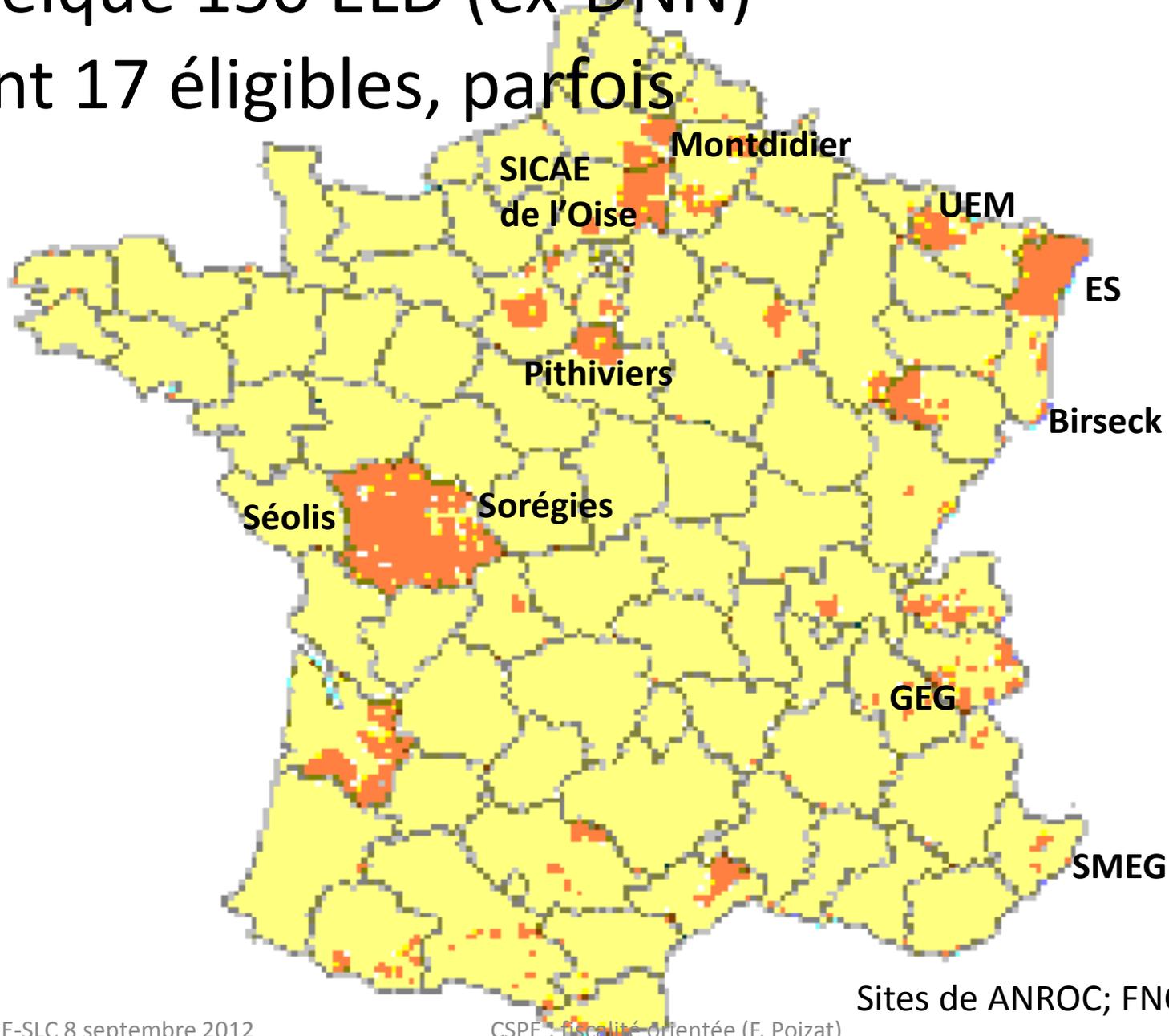
Impact sur consommateur (taux de CSPE), en 2020

+ 19,6 % de TVA

- Gel absolu, dès 2013 : **11,1 €/MWh**
mais **15,0 €/MWh** en 2014-2015
- Gel, sauf offshore : **20,3 €/MWh**
- **Scénario médian (+0.5+0.5 GW/an) : 22,9 €/MWh**
- Grenelle (→ 19 + 5,4 + 6 GW) : **23,1 €/MWh**
- Prétentions SER (PV à 20 GW) : **30,0 €/MWh**

Rappel : nous en sommes à 10,5 !

Quelque 150 ELD (ex-DNN)
dont 17 éligibles, parfois



Sites de ANROC; FNCCR; FNSICAE ...

ELD dans le vent ... de l'histoire !

| | | Constaté 2006 | Prévu 2012 | ratio 2010/2006 | prévu 2012 sur 2010 | prévu 2012 sur 2006 |
|------------|---------------------------|------------------|------------------|--------------------|------------------------|------------------------|
| ELD | Volumes d'OA (MWh) | 513 249 | 1 563 963 | 1,77 | 1,72 | 3,05 |
| | Surcoût d'OA (M€) | 16,4 | 156,2 | 3,79 | 2,51 | 9,52 |
| | Dispos. Sociales (M€) | 1,2 | 2,2 | 1,67 | 1,08 | 1,80 |
| | Total CSPE (M€) | 17,6 | 158,3 | 3,65 | 2,46 | 9,00 |

| | | | | | | |
|--|-----------------------------|---------------------------------|----------|---------------------------------|-------------|---------------------------------|
| EDF hexagonal (hors DOM et Corse) | Volumes d'OA (GWh) | 25 216,0 | 40 028,9 | 1,34 | 1,18 | 1,59 |
| | cogénération | 14 052,0 | 9 863,4 | 0,91 | 0,77 | 0,70 |
| | hydraulique | 5 828,0 | 6 378,6 | 1,10 | 1,00 | 1,09 |
| | éolien | 2 118,0 | 15 589,5 | 4,45 | 1,66 | 7,36 |
| | incinération | 1 986,0 | 2 720,1 | 1,33 | 1,03 | 1,37 |
| | biogaz +biomasse | 194,1 | 2 239,6 | 6,79 | 1,70 | 11,54 |
| | photovoltaïque | | 3 025,2 | | 7,95 | |

| | | | | | |
|------------------------------------|------|------|-------------|-------------|-------------|
| Dispositions Sociales (TPN et FSL) | 34,4 | 98,4 | 1,79 | 1,31 | 2,86 |
|------------------------------------|------|------|-------------|-------------|-------------|

Taux de croissance des EnR double dans les ELD

Pourquoi ? : 1) Tarif de cession 2) économie du péage !

Tableau de notification des charges de CSPE*

Sur ~150 ELD, 136 ont
déclaré des charges
en 2012 ou avant

| | département | Charges prévisionnelles sur OA 2012 | | | | charges sociales k€ | Charges au titre de 2012 k€ |
|---|-------------|-------------------------------------|--------------|------------|----------|------------------------|--------------------------------|
| | | quantité achetée | coût d'achat | coût évité | surcoût | | |
| | | MWh | k€ | k€ | k€ | | |
| ES Energies Strasbourg | 67 | 241 345,0 | 45 851,0 | 8 366,0 | 37 485,0 | 605,8 | 38 090,8 |
| Séolis (département des Deux-Sèvres) | 79 | 361 638,7 | 41 669,9 | 10 970,9 | 30 699,0 | 108,9 | 30 807,9 |
| Sorégies (ex-Régie de la Vienne) | 86 | 99 090,0 | 27 617,3 | 3 129,4 | 24 487,9 | 113,3 | 24 601,2 |
| Gaz et électricité de Grenoble | 38 | 120 939,9 | 15 134,2 | 6 513,9 | 8 620,4 | 104,2 | 8 724,6 |
| S.I.C.A.E de la Somme et du Cambrasis | 80 | 106 996,1 | 9 560,6 | 3 462,1 | 6 098,6 | 34,4 | 6 133,0 |
| Coopérative d'élec. de Saint Martin de Londres | 34 | 17 572,0 | 5 601,7 | 664,4 | 4 937,3 | 47,8 | 4 985,1 |
| Usine d'électricité de Metz | 57 | 95 451,1 | 8 600,3 | 4 166,6 | 4 433,7 | 182,0 | 4 615,7 |
| S.I.C.A.P Pithiviers | 45 | 206 057,7 | 18 571,7 | 14 093,4 | 4 478,3 | 13,8 | 4 492,1 |
| Société d'électrification rurale du Carmausin | 85 | 7 629,8 | 2 927,7 | 320,6 | 2 607,1 | 8,6 | 2 615,6 |
| Energies et Services de Seyssel | 74 | 11 889,6 | 2 937,2 | 380,9 | 2 556,4 | 13,7 | 2 570,1 |
| Energies services Creutzwald | 57 | 33 097,3 | 3 514,6 | 1 213,4 | 2 301,2 | 13,4 | 2 314,6 |
| UEM Neuf-Brisach | 68 | 13 994,8 | 2 518,6 | 699,0 | 1 819,5 | 7,3 | 1 826,9 |
| SOREA (Société des REgies de l'Arc *) | 73 | 30 523,0 | 2 688,0 | 898,5 | 1 789,5 | 15,1 | 1 804,6 |
| Gascogne Energies Service (Aire sur l'Adour) | 40 | 3 324,4 | 1 939,6 | 142,4 | 1 797,2 | 3,2 | 1 800,4 |
| Energies services Lavaur | 85 | 9 816,1 | 1 888,2 | 293,2 | 1 595,0 | 15,2 | 1 610,2 |
| S.I.C.A.E de Precy Saint Martin | 10 | 5 581,5 | 1 524,6 | 179,5 | 1 345,1 | 3,1 | 1 348,2 |
| Régie communale de Montdidier | 80 | 17 954,0 | 1 715,3 | 414,9 | 1 300,4 | 5,7 | 1 306,1 |
| Régie du syndicat élec. Intercom. du Pays Chartrain | 28 | 62 269,4 | 3 812,5 | 2 537,3 | 1 275,3 | 29,3 | 1 304,5 |
| Energie Développement Services du Briançonnais | 5 | 32 650,9 | 2 149,9 | 879,0 | 1 270,8 | 5,6 | 1 276,4 |

Cas flagrants d'opportuniste : Sorégies, SICAP, Montdidier, Les Houches

Déduction possible
des tarifs moyens d'OA
et ~de cession

* Extrait des annexes 1 (et 2) des délibérations de la CRE sur la CSPE de l'année N+1

Et à l'étranger ?

- Les quatre **GRT allemands** supportent la CSPE, du fait des lois « **EEG** » (pour les EnR) et « **KWKG** » (pour la cogénération) ...*
 - mais E.ON-Netz a été vendu au hollandais Tennet (02/2010)
 - Vattenfall-Netz a été vendu à Elia (05/2010)
 - RWE (Amprion) et EnBW cherchent à vendre leurs réseaux
- **Red Electrica de Espana** est l'unique GRT et acheteur des EnR (« **Real Decreto 661/2007** » sur le « *Regimen special* »)
- Le **GRT belge Elia** supporte la « *cotisation fédérale Electricité* »**

**Rentabilité
insuffisante ?**

* « *la part issue des renouvelables pourrait atteindre 35,3 €/MWh en 2011, le total avec la cogénération dépassant alors 37,5 €/MWh* » (IFRI, in Enerpresse du 9-12-2011)

** Enerpresse du 16-12-2011

Grandes pannes ayant affecté la France



| Date | Causes |
|-------------|---|
| 19 -12-1978 | Insuffisance de production (<i>black-out</i> général) |
| 12-01-1987 | Cascade de pannes à Cordemais |
| 4-11-2006 | Cascade d'erreurs ... en Allemagne |

A quand la prochaine ?
sauf stockages massifs
ou *mega-smart grids* ?

TURP(E) : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics (d'Electricité)

Sujet difficile, hors de mes plates-bandes

Montants représentant de l'ordre de 40% du tarif (hors taxe)

Une part pour ErDF (~ 1,5 c€/kWh ?), une autre pour RTE

La dérégulation contre le stockage d'énergie : ex. des STEP

« TURPitude » méconnue

Samuel Leupold (BKW, le 28/06/2012, à Deauville) :

« [...] l'hydroélectricité, surtout les STEP ont tiré leur rentabilité, par le passé, des heures de pointe, en exploitant les différentiels de prix, ce qui permettait d'amortir les investissements lourds dans ces technologies.

Or, au cours d'une belle journée d'été, 20.000 MW d'électricité solaire sont injectés sur le réseau en Allemagne. Des développements de ce type réduisent la rentabilité des installations hydroélectriques. »

« *Unbundling* » : barrage à l'utilisation des STEP !

Péage au soutirage = ~ 20 péages à l'injection

Qui devrait financer ces STEP ? Comment ?

Même les Suisses renâclent ...

Directive 2009/28/CE du 23-04-2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie à partir de sources renouvelables

[...]

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, des installations de stockage et le réseau électrique de manière à permettre la gestion du réseau électrique en toute sécurité et à **tenir compte des progrès dans le domaine de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, [...]**
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 font en sorte que, lorsqu'ils appellent les installations de production d'électricité, **les gestionnaires de réseau de transport donnent la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables,** dans la mesure où la gestion en toute sécurité du réseau national d'électricité le permet et sur la base de critères transparents et non discriminatoires.

Vers des aberrations ...

... soulignées dans un récent (octobre 2010) rapport :



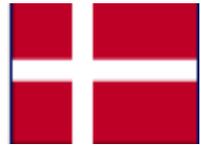
M. Jauréguy-Naudin / Wind Power

En p. 16

Electricity from wind power is given first priority in the power grid by regulation. But, as the amount of wind energy in the grid fluctuates with the weather, the price charged by other producers for electricity is subject to similar fluctuations and to greater volatility. Larger penetration of wind power can affect electricity prices since electricity generated by intermittent energy sources has to be used when available. Wind-power electricity will be sold at even zero or negative prices, even when the utility must continue to respect the feed-in-tariff rate to the producer. As wind penetration increases, these pricing effects lower not only the profitability of wind-power projects but also the electricity producers' investments.

**Des « prix négatifs »,
comment
est-ce possible ?**

Vers une « *commandabilité* » de l'éolien (1/2)



n'installe plus d'éolien terrestre depuis fin 2003, a rétrogradé au 7^{ème} rang européen; se lance dans l'*offshore* (+ 230 MW en 2009).

Mais ...

A partir d'octobre 2009, une amende de 1,70 couronne danoise (0,23 euro) par kWh pourra être imposée aux producteurs éoliens du royaume qui délivrent du courant au réseau quand il n'en a pas besoin, notamment la nuit, indique le site du ministère danois du climat et de l'énergie (energie-net.dk)



« [...] " En raison de la chute de la demande, il devient nécessaire de **décon-**
necter les parcs éoliens qui produisent déjà plus d'électricité que ne peut absorber le système ", écrit le journal *El Expansion* » (AFP **18/05/2009**)

« L'énergie du vent a battu un nouveau record dans la nuit du 29 au 30 décembre en répondant à elle seule à 54,1% de la demande électrique. Le Cerec a même dû **limiter la production** du parc national pour maintenir le réseau.»
(Energypresse du **05/01/2010**)

Vers une « commandabilité » des EnR aléatoires

La loi EEG (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, 25-10-2008) instaure une « jachère » :



« Le gestionnaire du réseau où se trouve la [surcapacité du réseau] visée à l'article 11, paragraphe (1), est tenu **d'indemniser selon l'ampleur convenue les exploitants d'installation qui ont été dans l'impossibilité de mettre de l'électricité en réseau [...]. Si aucun accord n'est conclu, les rémunérations et recettes de chaleur non perçues doivent être versées**, après déduction des dépenses non effectuées. » (article 12-1)



?

En ZNI seules

« **Toute installation de production [...]** mettant en œuvre de l'énergie fatale à **caractère aléatoire** telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques **peut être déconnectée du réseau public de distribution d'électricité à la demande** du gestionnaire de ce réseau lorsque ce dernier constate que la somme des puissances actives injectées par de telles installations atteint 30% de la puissance active totale transitant sur le réseau. Les circonstances dans lesquelles ces déconnexions peuvent être demandées sont précisées dans la convention de raccordement et les modalités selon lesquelles elles sont effectuées le sont dans la **convention d'exploitation** ». (arrêté du 15-2-2010, art. 22)

Solution EWIS, et la caution de Greenpeace

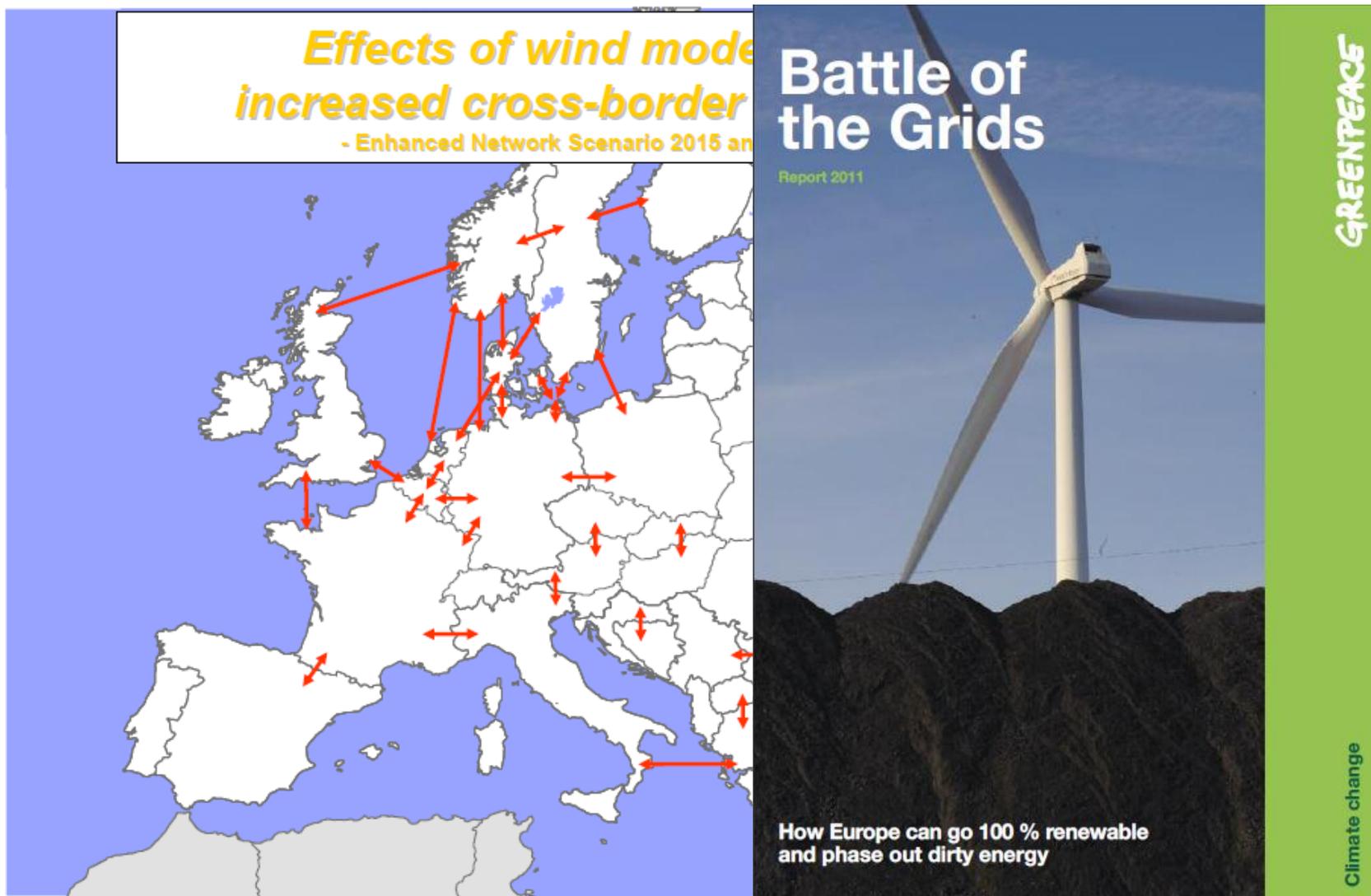


Figure 6.1: Enhanced network scenario

Résumé

- CSPE : taxe « *écologique* » pesant sur l'électricité seule
- Taxe sous-estimant le surcoût officiel des EnR
- De 5 mds€/an (2012) à 9 ou 12,5 mds€/an (2020)
- Discrimination contre EDF et ses clients :
 - Créance de 4,5 mds€
 - Compensation sous-estimée de 2 mds€/an
- Système d'obligation d'achat préjudiciable à la sécurité des réseaux du fait de l'intermittence
- Peu de solutions disponibles et acceptables

Frémissements allemands... (?)

ENTSO-E à G. Öttinger (17-4-2012) : « [...] *In some areas already, **TSOs have to curtail renewable energy** as the only alternative to maintain security of supply.[...]* »

Enerpresse du 26-5-2012 : « ***l'enlissement de la transition énergétique** amorcée en Allemagne au lendemain de la catastrophe de Fukushima [...] a notamment coûté sa fonction, la semaine dernière au ministre de l'Environnement, Norbert Röttgen, licencié par la Chancelière allemande Angela Merkel (qui a nommé à sa place l'un de ses bras droits, Peter Altmaier) ».*

« *Lorsque nous réviserons à l'automne le montant de la surtaxe destinée à financer les énergies renouvelables, il faudra à nouveau parler d'un plafonnement. Sinon, **les coûts pour les consommateurs et pour l'économie deviendront incontrôlables** ».*

Le commissaire européen à l'énergie, Gunther Öttinger, in *Bild*, 14-8-2012

« *Il doit y avoir une date de fin aux subventions [...]*.

Nous réussissons à produire des énergies renouvelables aux prix du marché d'ici dix ou quinze ans ».

A moins que ce ne soit l'inverse ?!

Peter Altmaier, in *Les Echos*, 16-8-2012, qui

« *veut lancer dès le début de l'automne une réforme de la loi [EEG] »*

... voire doutes (selon Enerpresse)

*« Si la population, dans son ensemble, est majoritairement favorable à la transition énergétique, [nos voisins] sont également **54 % à se prononcer contre l'installation de nouvelles lignes électriques**. Notamment celles jugées nécessaires à l'acheminement de la production d'origine éolienne ... » (30-08-2012)*

Taxe d'assurance des « éolistes » : *«Éolien offshore : une partie supportée par les consommateurs», soit « hausse maximale de 2,5 €/MWh consommé » (31-08-2012)*

Orientations préconisées en sus de celles de la Cour des Comptes

1. Revoir le calcul officiel du « *coût évité* » (pondération entre diverses options, jusques et y compris le coût du combustible économisé)
2. Raboter l'obligation d'achat (cogénération d'abord et casser la « *courte échelle* » AO/OA (contre-exemples de biomasse, PV, offshore))
3. Intégrer de la R&D dans la CSPE (pure : cf. D. Finon (CNRS))
4. Transférer l'obligation d'achat d'EDF à RTE
5. Charger RTE des STEP existantes (gestion et exploitation rationnelle) : *puissances « fatales »* → *réserves « dispatchables »*
6. Créer un fonds de financement de nouvelles STEP

Clarifier la répartition des
charges de production (CSPE)
et de transport (TURPE)

Transparence !

Autres problèmes d'insertion ...

Grand merci ...

... de votre _longue ! _ attention !