

Crédit photo: Agence Interphoto - J. L. Bouchard / Olycom

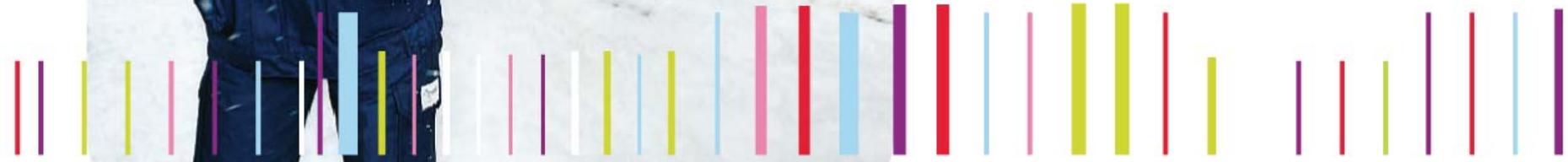
NOUS SOMMES 35 000 À ALLER
LÀ OÙ PERSONNE NE PEUT PLUS SE RENDRE.

La mise en service de votre installation électrique, c'est l'une des missions de service public des 35 000 salariés d'ERDF. Tous les jours, par tous les temps, quel que soit votre fournisseur d'électricité, nous entretenons, réparons et développons les milliers de kilomètres du réseau de distribution d'électricité, jusqu'au tout dernier mètre. Celui qui arrive chez vous. www.erdfdistribution.fr

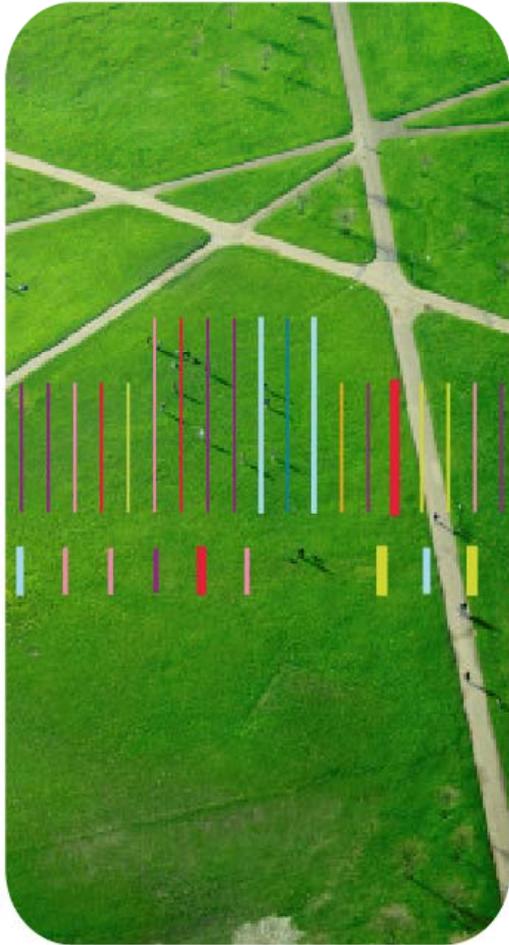


Réseau public de distribution électrique

Qualité de l'électricité



Et l'électricité vient à vous



1 - Le réseau public de distribution

2 - Le diagnostic

3 - Les programmes d'ERDF

4 - Les financements

5 - Des contraintes financières



1 - Le réseau public de distribution géré par ERDF

Premier réseau européen par la taille

Les ordres de grandeur :

Réseau MT (HTA)

360 535 km aérien
243 577 km souterrain
60 000 Automates en réseau

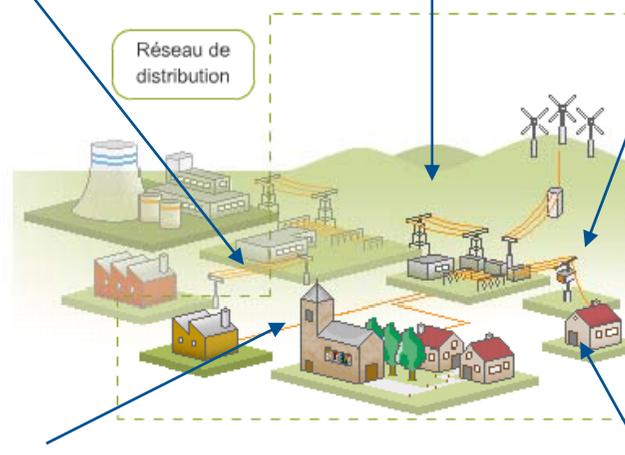
Postes Sources (2 200)

4 500 transformateurs HTB/HTA
(dont 400 225 kV/20 kV)
47 000 cellules HTA

Postes HTA/BT (740 000)

Différents types de postes
(sur poteau, urbain,
compact...)

Le réseau public de distribution :
Age moyen réseau aérien : 30 ans
Age moyen réseau souterrain : 17 ans
mais 29.000 km de câble papier
antérieur à 1980 pour le réseau HTA



Réseau BT

422 863 km aérien
dont 103 504 fil nu
258 108 km souterrain

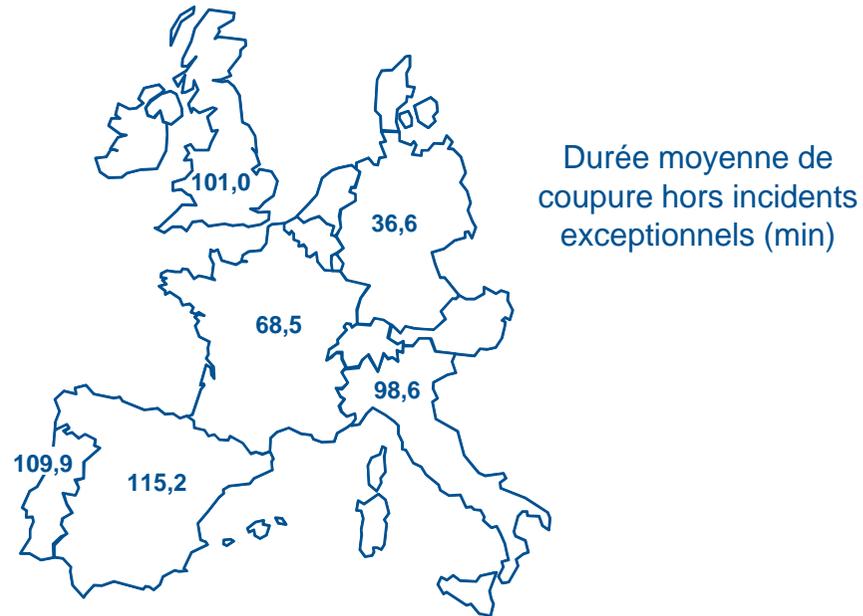
33 M Clients (branchements
et colonnes montantes)





2 – Un niveau de qualité de l'électricité en France supérieur à la moyenne européenne

La France a un bon niveau de qualité en Europe

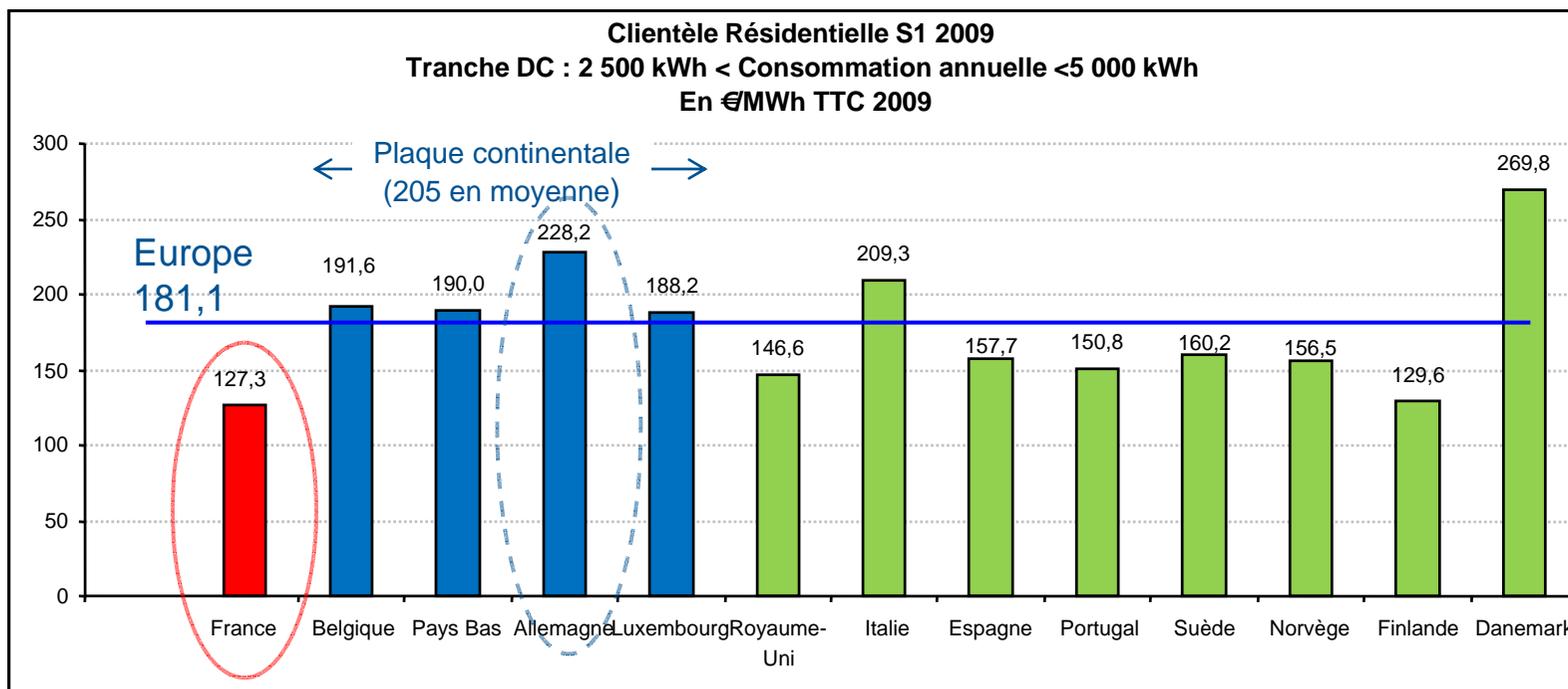


Council of European Energy Regulators CEER
Publication 2008 – valeurs 2007

Ceci en dépit d'une faible densité de population



2 – Des prix français très compétitifs pour les clients résidentiels - Valeurs au 1er semestre 2009

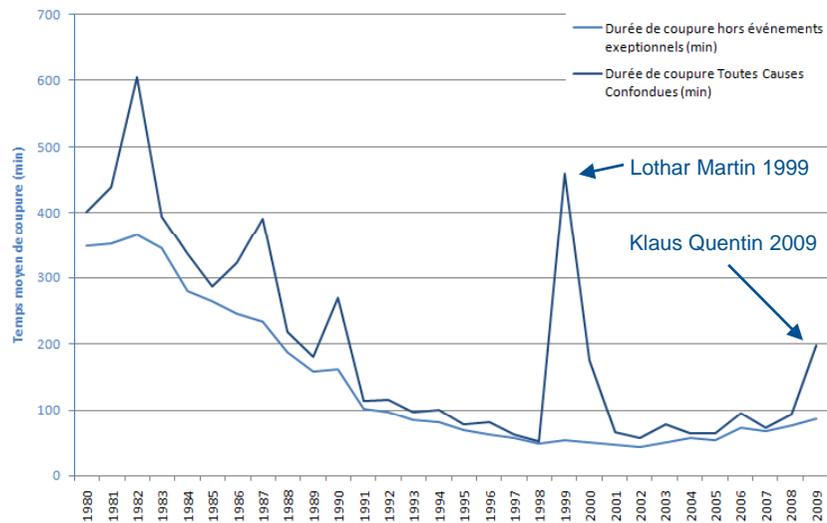


Source : données Eurostat, la tranche de consommation considérée représente plus de 70% des consommations résidentielles

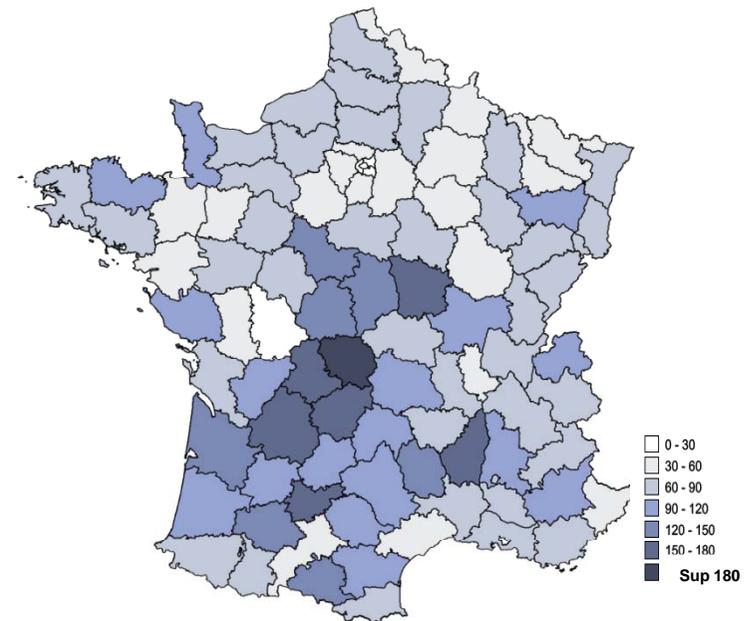


2 - Cependant...

... la durée moyenne de coupure augmente depuis 2002...



...des écarts territoriaux subsistent.



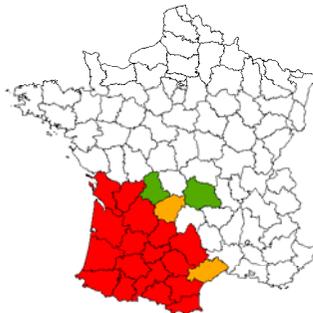
Effet du vieillissement du patrimoine HTA qui est aussi vulnérable aux tempêtes



2 – Les aléas climatiques exceptionnels sont fréquents depuis 2 ans

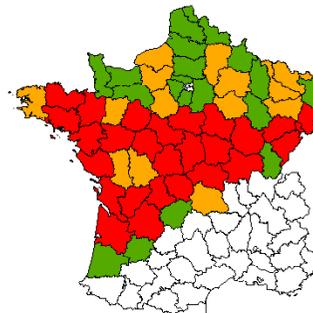
- > 10 000 foyers
- Entre 5 et 10 000
- Entre 0 et 5 000

24 janvier 2009
Tempête Klaus
Sud Ouest de la France



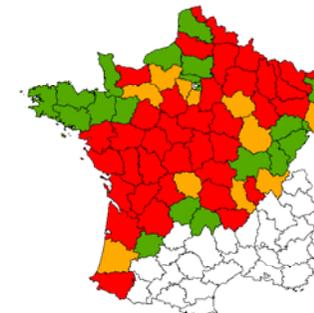
1,7 millions
de clients privés d'électricité
17 départements à plus de 10.000 clients
coupés

10 février 2009
Tempête Quentin

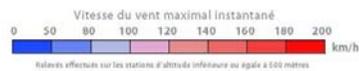


930 000
clients privés d'électricité
25 départements à plus de 10.000 clients
coupés

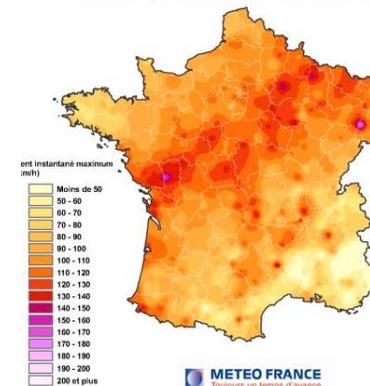
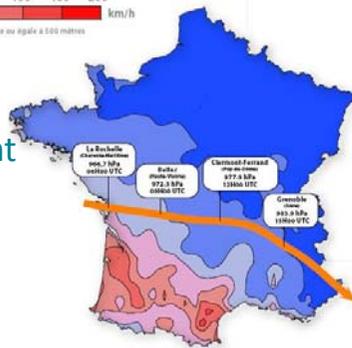
28 février 2010
Tempête Xynthia



1,3 millions
de clients privés d'électricité
34 départements à plus de 10.000 clients
coupés



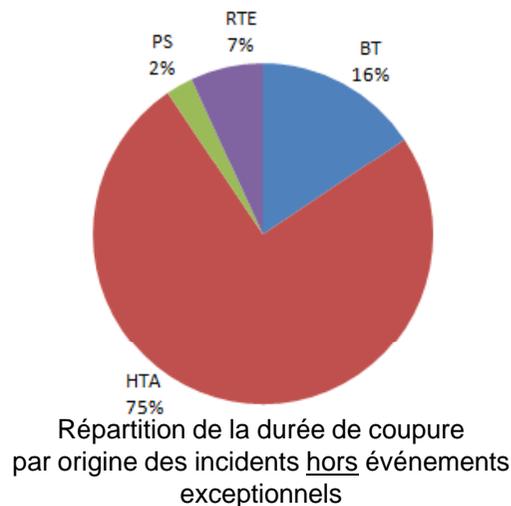
Vitesses de vent
Météo France



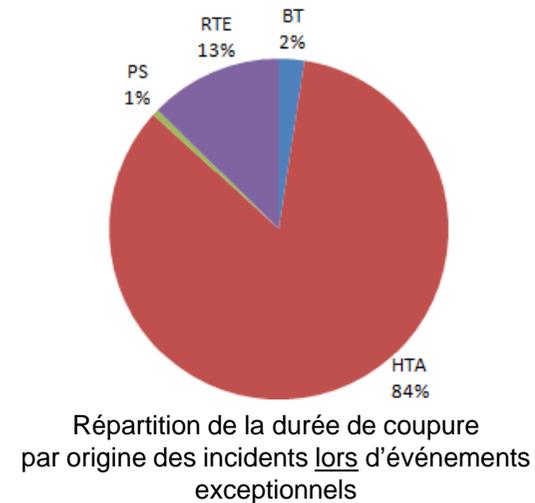
2 - Le réseau moyenne tension (HTA) est la priorité pour améliorer la qualité au quotidien et vis-à-vis des aléas climatiques

Ceci a été confirmé dans le rapport produit par KB Intelligence (JP Hauet) rédigé à la demande de la FNCCR.

... très important dans les incidents au quotidien...



... prépondérant lors d'événements exceptionnels (tempêtes).

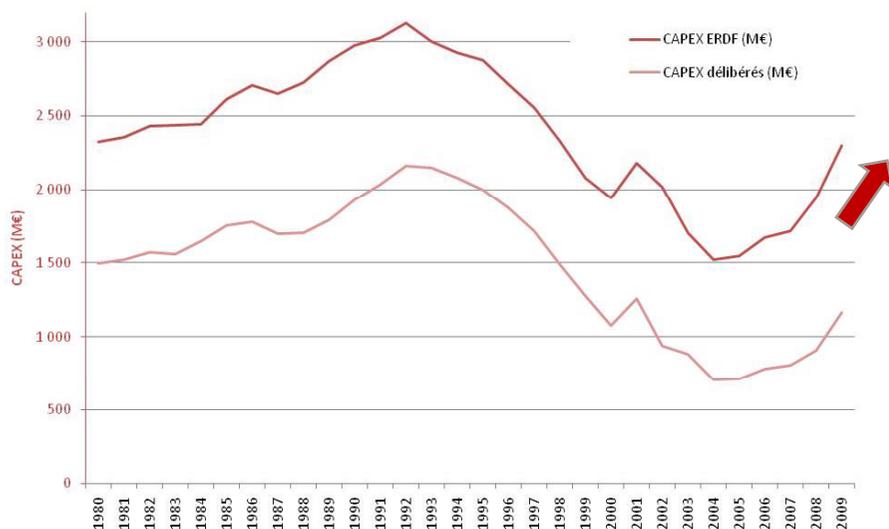


Du fait de sa structure (60 % des réseaux HTA sont aériens) le réseau public de distribution restera durablement sensible aux aléas climatiques majeurs



3 – Un effort sur les investissements à poursuivre

Le réseau moyenne tension (HTA) est la priorité de nos investissements et tire l'amélioration de la performance de la distribution



Dépose des réseaux aériens HTA

⇒ enfouissement des lignes aériennes dans les zones rurales et péri-urbaines
100.000 km en 15 ans (pour cela il faut doubler l'effort actuel)

Une automatisation accrue du réseau

⇒ un nouveau système informatique de conduite du réseau
⇒ installation d'organes de manœuvre télécommandés

Mais aussi

⇒ Traiter le vieillissement du patrimoine BT
⇒ Renouveler les vieux câbles HTA urbains
⇒ Renouveler des composants des postes sources, points névralgiques du RPD



3 – Malgré la hausse, la part des investissements dédiée à la qualité reste contrainte

L'augmentation des investissements est largement captée par les dépenses de raccordement (producteur ENR, SRU) et d'environnement (PCB, article 8)

Ces dépenses ayant un caractère obligé, les investissements d'amélioration des réseaux (plus particulièrement ceux pour la qualité) sont sous contrainte.

M€	2007	2008	2009	2010
Raccordement	891	1012	1016	1193
<i>dont raccordement ENR</i>	50	74	105	249
Amélioration des réseaux	805	893	1116	1139
<i>dont PCB</i>	29	86	125	137
<i>dont amélioration qualité</i>	461	472	607	566
Total	1737	2034	2313	2570

Facteur de risque
⇒ Les dépenses directes et indirectes (renforcement) liées au raccordement ENR se substituent aux dépenses d'amélioration de la qualité.

Pour le total des investissements :
+ 50% entre 2007 et 2010





3 - La maintenance préventive des réseaux est en forte augmentation

Les dépenses de maintenance préventive ont augmenté de 25 % entre 2006 et 2009 et de 50% pour les dépenses d'élitage.

Maintenance (M€)	2006	2007	2008	2009
Maintenance Préventive	139	156	161	177
dont élitage et abattage	42	48	52	64

Facteur de risque

⇒ Les règles induites par l'évolution de la réglementation sur les contraintes d'intervention lors des opérations d'élitage.



3 – Nous avons renforcé notre réponse aux crises

Depuis la tempête de 1999, ERDF a structuré sa capacité à mobiliser au niveau national les moyens nécessaires pour réalimenter au plus vite les clients privés d'alimentation électrique en faisant appel à l'ensemble des effectifs d'ERDF.

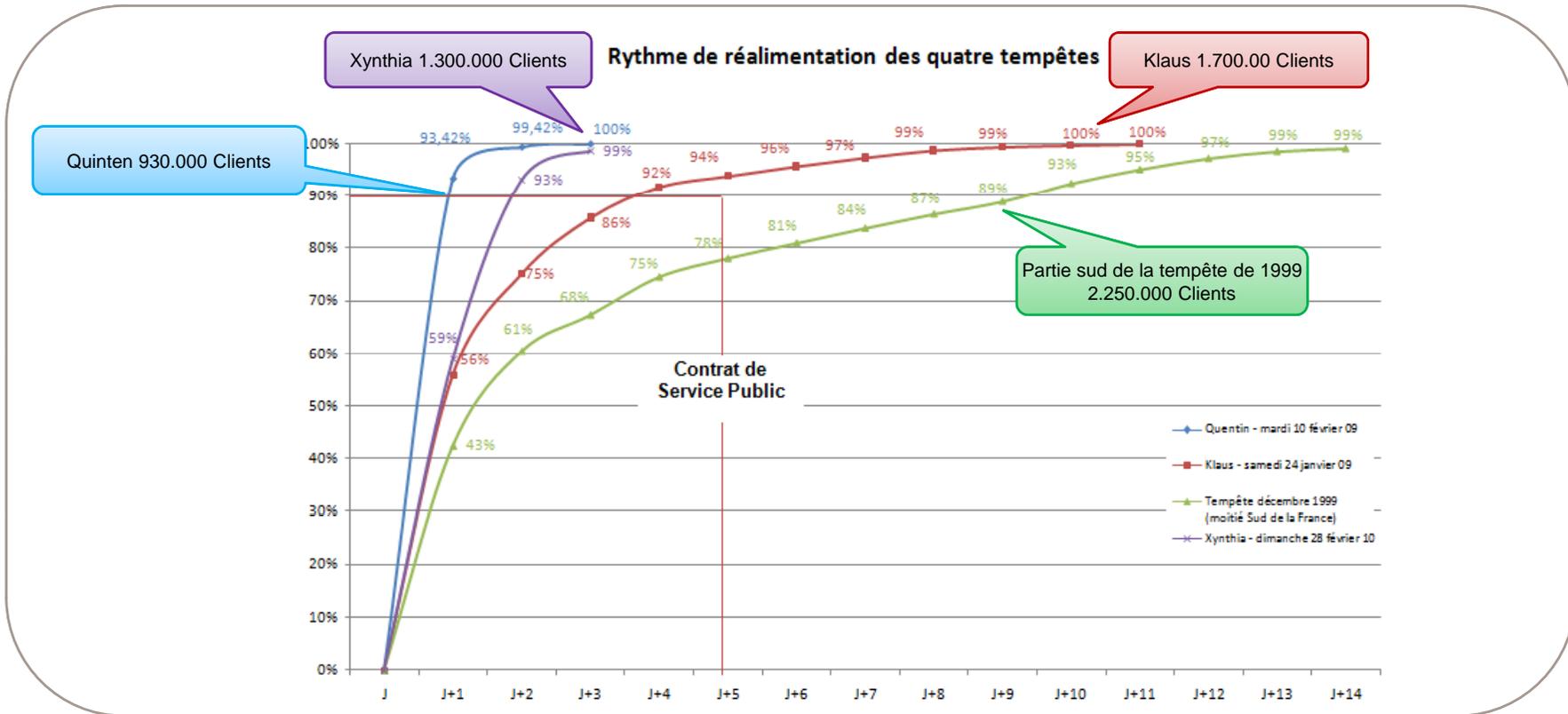
Un système d'alerte météo est en œuvre et lorsque la tempête est exceptionnelle, la FIRE (Force d'Intervention Rapide Electricité), est déclenchée il s'agit :

- De la pré - mobilisation d'effectifs (ERDF et entreprises partenaires) et matériels spécifiques (kits de premières réparations, groupes électrogènes, véhicules engins...) en quelques heures.
- Mais aussi de correspondants tempête pour les collectivités.

Moyens utilisés à l'occasion de la tempête Klaus



3 - ERDF a ainsi respecté ses engagements de service public



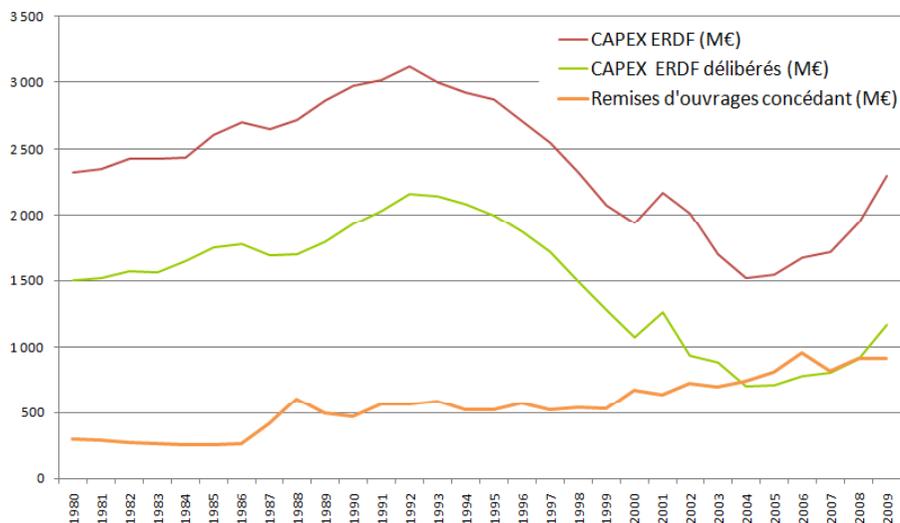
Pendant la tempête Klaus en 2009, 90% des clients ont été réalimentés en 4 jours; ce délai a été ramené à 2 jours pendant la tempête Xynthia en 2010.

4 - Les financements

Deux types d'investisseurs interviennent sur les réseaux de distribution

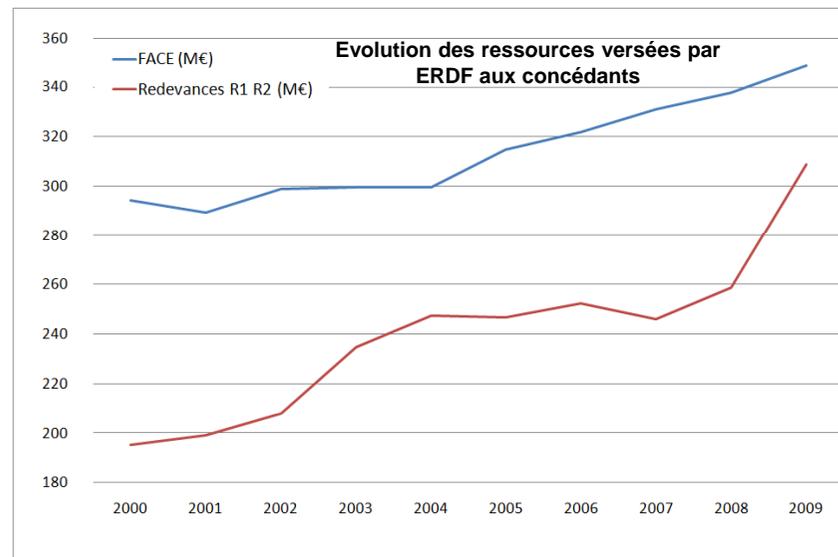
- ▄▄▄ ERDF
- ▄▄▄ les syndicats concédants

Les investissements concédants sont en croissance continue et orientés sur la BT en zone rurale



Les ressources des concédants (2009)

- ⇒ les fonds du FACE (348 M€), versés en grande partie par ERDF
- ⇒ les redevances versées par ERDF (309 M€)
- ⇒ les taxes locales sur l'électricité (500 M€ perçues, 285 M€ employées pour le réseau public de distribution), collectées par EDF et les autres fournisseurs





4 - Revoir le mode de régulation des investissements

Les besoins de financement des investissements vont croître dans le temps

- ▮ Renouvellement d'un patrimoine vieillissant
- ▮ Amélioration de la qualité, dépose de réseaux aériens HTA exposés aux aléas
- ▮ Intégration des ENR et raccordement des bornes véhicules électriques
- ▮ Évolutions réglementaires pénalisantes
- ▮ Compteurs communicants
- ▮ ...

Au-delà du besoin de prendre en compte les réalités locales, une approche globale et nationale est nécessaire.





4 – Dans le cadre du modèle national de péréquation

La péréquation repose sur un opérateur national :

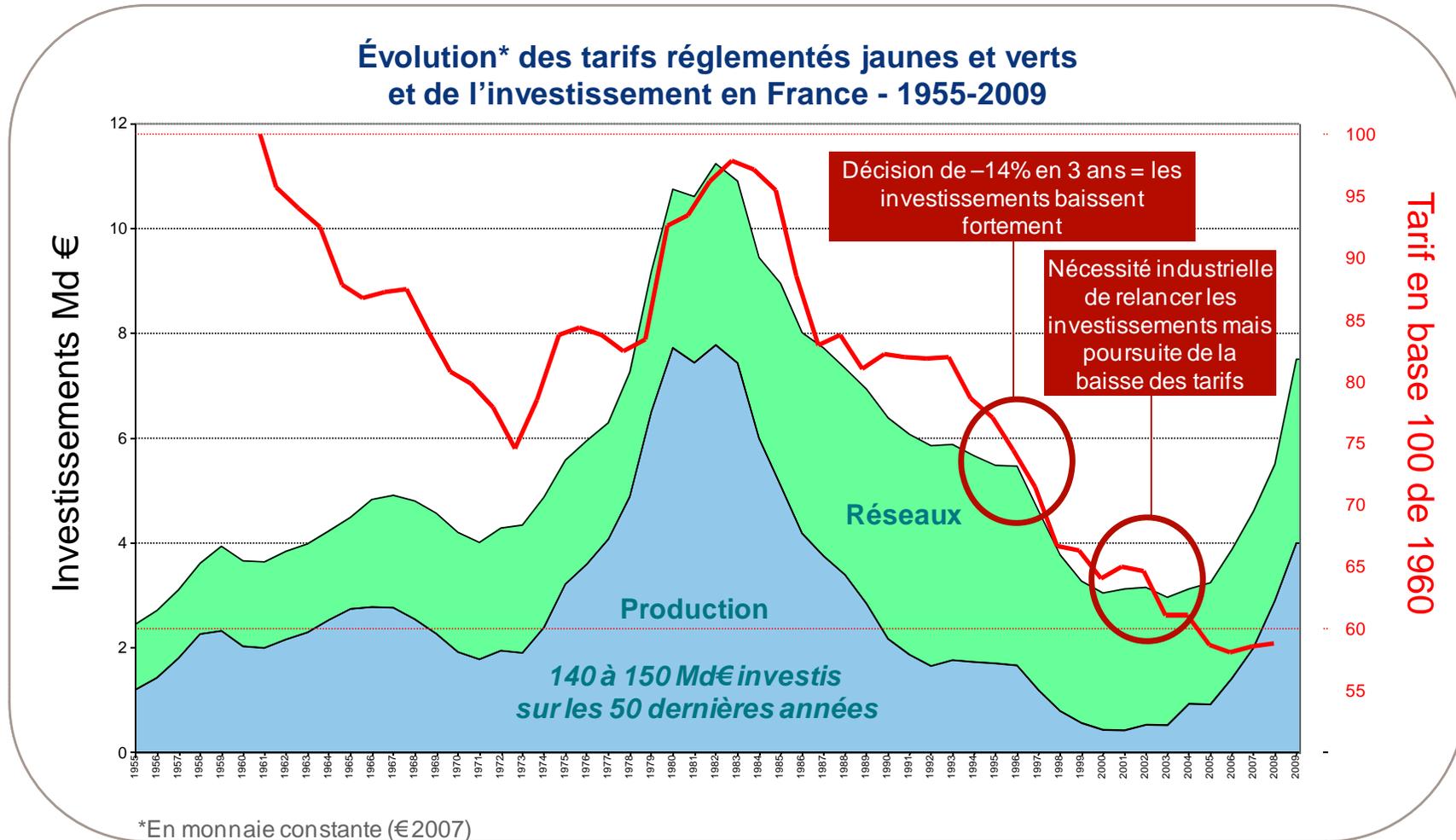
- ▮ Elle permet à tous les clients de bénéficier, pour le même service, des mêmes prix qu'elle que soit leur implantation sur l'ensemble du territoire
- ▮ Elle repose avant tout sur l'existence d'un monopole de distribution opérant sur la majeure partie du territoire, ce qui permet :
 - ▮ de mutualiser les atouts et les handicaps des différents territoires
 - ▮ de faire face aux risques d'incidents majeurs auxquels est exposé un exploitant de réseaux
 - ▮ avec au premier rang la gestion des aléas climatiques

Un opérateur national qui dépend des tarifs qui lui sont fixés

- ▮ Que les tarifs aient été intégrés ou qu'ils soient régulés spécifiquement, la capacité d'investissements est directement dépendante de leur niveau.

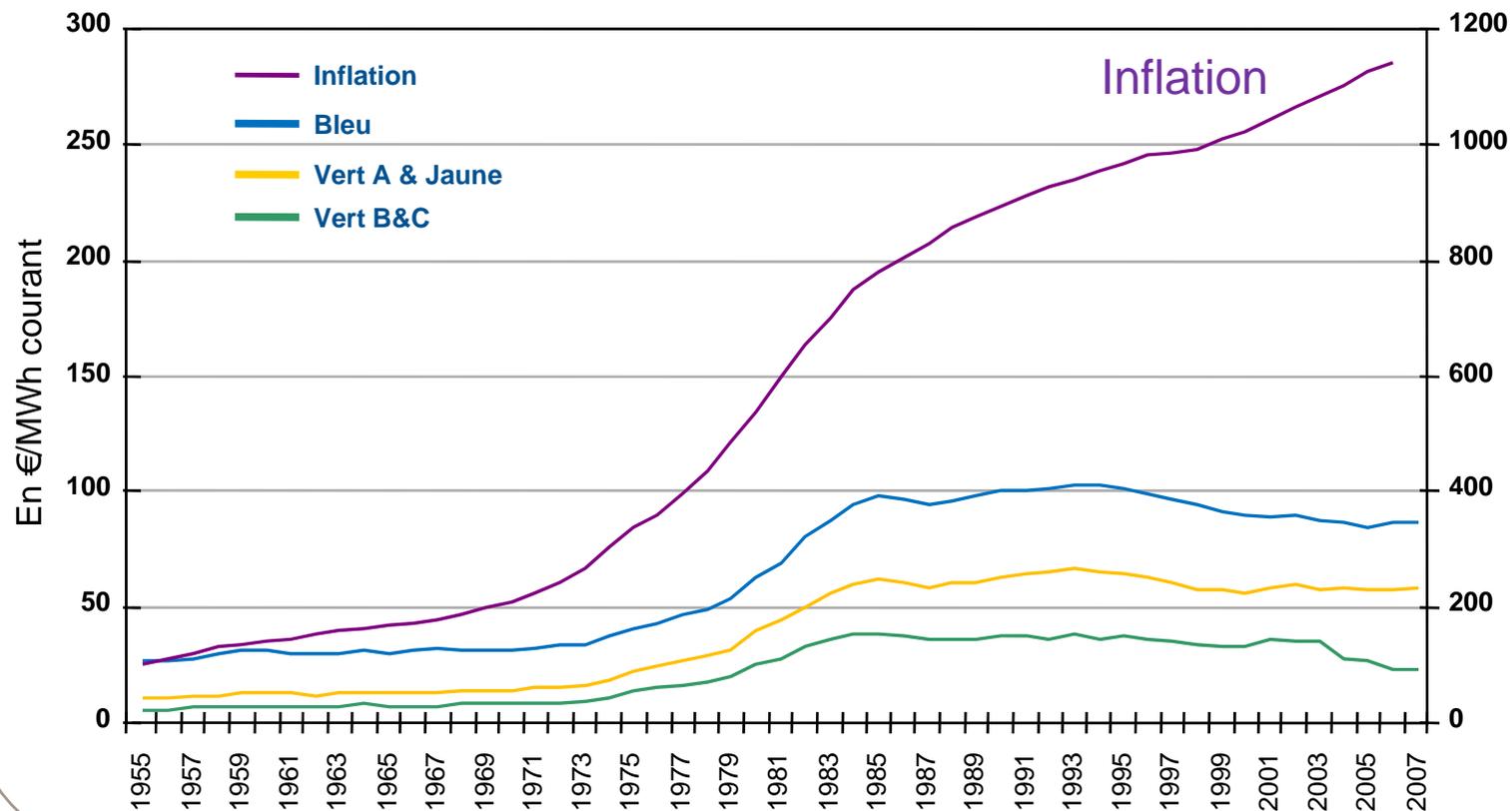


4 – Cycle d'investissement et tarifs : une nécessaire cohérence



4 - Baisse des tarifs de 35 à 40% en euros constants depuis 25 ans

Evolution des tarifs en euros courants - 1955-2007





4 – Quelle marge de manœuvre pour ERDF face à des besoins financiers accrus ?

Pour des investissements non prévus

- ▮▮▮ A titre d'exemple, un besoin supplémentaire de 100 M€ se traduira, via le mécanisme du Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP), par une hausse tarifaire correspondant
 - ▮▮▮ à la prise en charge des amortissements des nouveaux équipements
 - ▮▮▮ à la rémunération des nouveaux actifs
- ▮▮▮ Il reste cependant à ERDF à trouver le financement des 90 M€ restants pour réaliser les investissements devenus nécessaires

Pour des frais de fonctionnement non prévus

- ▮▮▮ Certaines charges limitatives relèvent du CRCP (ainsi, les écarts, entre le prévu et le constaté, sur le prix des pertes qu'ERDF doit acheter sur le marché)
- ▮▮▮ Mais pour la quasi-totalité des autres charges de fonctionnement, les écarts seront à la charge d'ERDF.
- ▮▮▮ ERDF supporte ainsi financièrement l'impact de toute évolution des textes qui n'était pas connue ou suffisamment renseignée au moment de la négociation tarifaire.



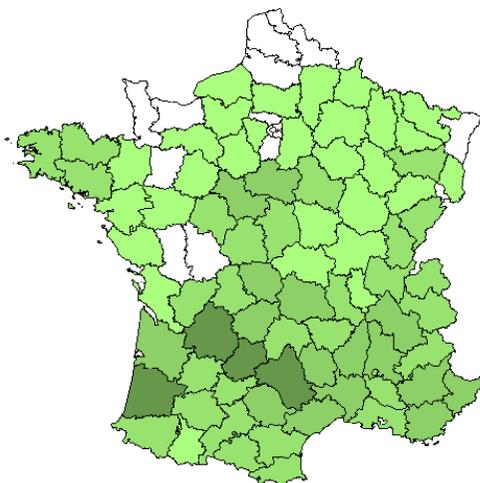


5 - Elagage

Une circulaire des Ministères du travail et de l'agriculture en 2009, impose en pratique d'intervenir hors tension dès que les branches sont à moins de 3 mètres des conducteurs.

A ce jour cette réglementation conduit à suspendre les interventions au voisinage et donc à faire une mise hors tension quasi systématique, alors que nous considérons que nos entreprises prestataires sont habilitées à travailler dans l'environnement électrique, en respectant le code du travail.

Un décret et un arrêté en préparation (2010) confirmeraient l'obligation de fait de coupure.



Département les plus impactés
par les coupures programmées

Si ces orientations sont confirmées, des impacts économiques et sur la qualité :

- ||| Surcout estimé : + 20 M€ pour un service équivalent
- ||| 30 000 coupures supplémentaires, de plusieurs heures, programmées annuellement, majoritairement dans les départements ruraux boisés **déjà les plus sensibles aux enjeux qualité.**
- ||| Seuils de qualité du décret à revoir à la hausse





5 – Evolution des conditions d'intervention à proximité des ouvrages électriques

Evolutions de la réglementation de 1991 sur les travaux à proximité des ouvrages en particulier électriques

Un décret et un arrêté en préparation qui conduiraient à un renforcement des obligations des gestionnaires de réseau de distribution électrique

Alors que les risques majeurs avérés ne concernent pas les réseaux électriques = pas de décès avéré depuis 10 ans du à un non respect de la réglementation

Dispositions les plus contraignantes :

- |||| Renforcement des obligations de sondages de localisation en cas d'imprécision des plans , avec un financement hauteur de 50% des frais de sondage à la charge de l'exploitant du réseau
- |||| Positionnement des ouvrages par l'exploitant si la localisation est imprécise
- |||| Fourniture de la liste des branchements qui ne sont pas cartographiés
- |||| Financement du guichet unique de gestion des demandes de travaux à proximité par les exploitants de réseaux

Surcoût estimé :

+ 200 M€ soit l'ensemble du budget de maintenance préventive ou 2 % de TURPE !!





5 – Raccordement ENR : un coût réseau considérable

Les demandes de raccordement flambent actuellement au-delà des objectifs du Grenelle :

- ▮ Photovoltaïque à 2 GW / an
- ▮ Éolien au-dessus de 1 GW / an

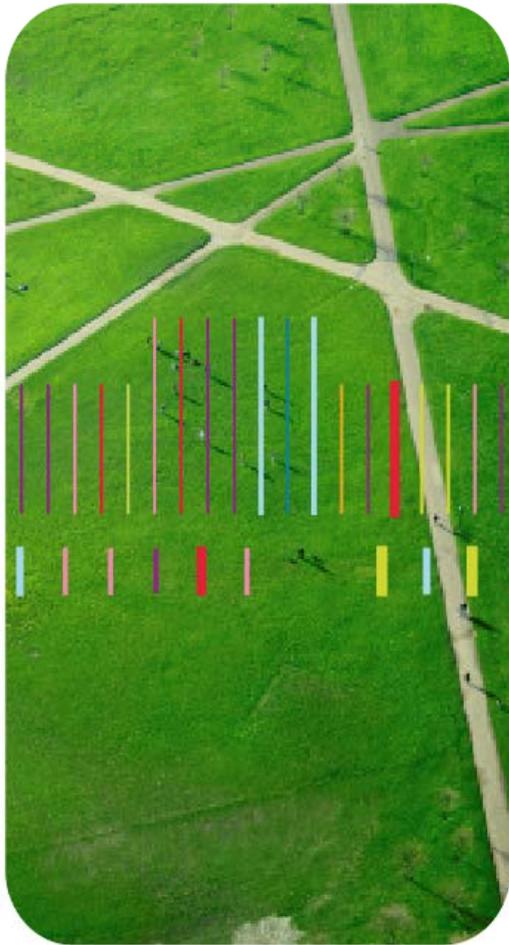
Les hypothèses du Grenelle en matière de développement conduisent à un besoin de **3,3 Md €**

Prolonger ces tendances sur la période 2010-2020 conduirait à un besoin d'investissement de **10,6 Md €** dont 9,3 Md€ pour le raccordement de 20 GW de production photovoltaïque.

Un poids financier élevé pour le distributeur

- **Le périmètre de facturation est partiel et avec une réfaction de 40 %**
 - périmètre d'autant plus limité que l'on va vers les petites puissances
 - sans contrepartie tarifaire (le producteur ne paie pas de tarif d'accès au réseau)
- **Surcoûts d'exploitation :**
 - Les surcoûts opérationnels (pour les études de raccordement, l'accueil des demandes, ...) de l'ordre de 50 M€
 - Auxquels s'ajoutent les pertes sur le réseau (50 à 100 M€ en 2020), significatives pour les producteurs HTA





Annexes



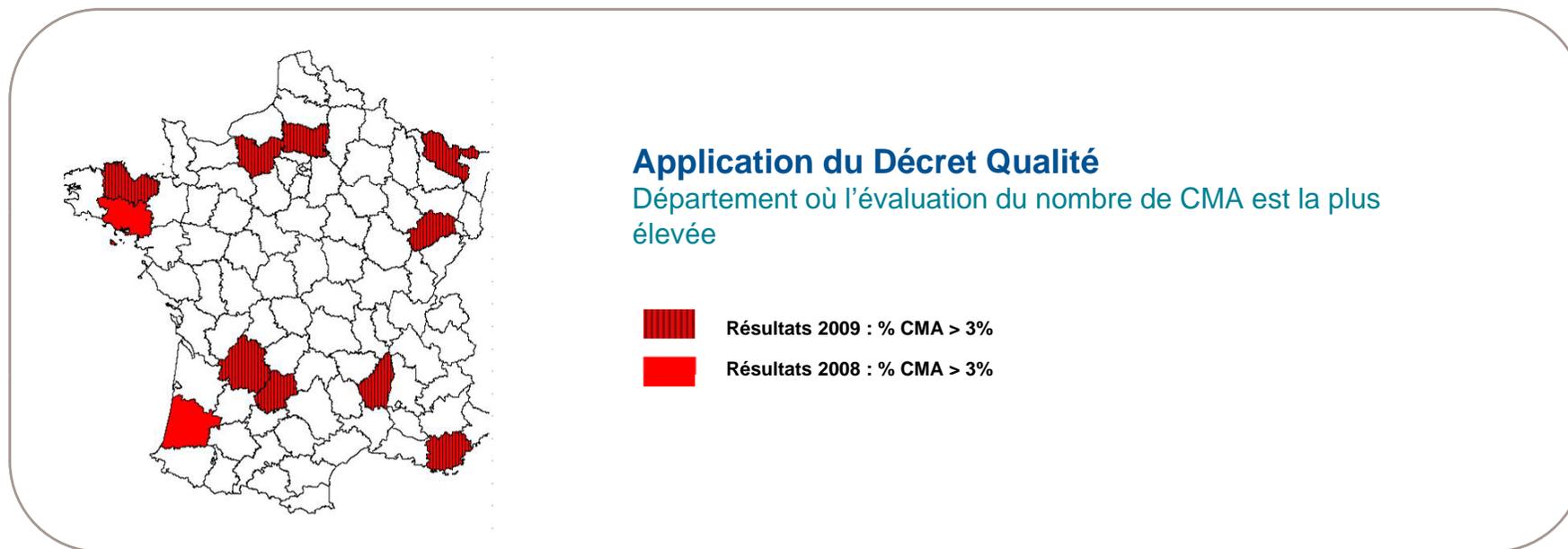


Les clients mal alimentés (CMA) en basse tension

Environ 500 000 CMA sont identifiés au travers d'une modélisation du réseau et des charges : 50 % en zone sous maîtrise d'ouvrage ERDF et 50 % en zone sous maîtrise d'ouvrage concédants

Les investissements consacrés à la résorption des CMA sont de 53 M€ à ERDF et de 300 M€ pour la maîtrise d'ouvrage concédants

Environ 100 000 CMA sont résorbés en zone ERDF et autant en zone sous maîtrise d'ouvrage concédant soit un ratio de coût de traitement 6 fois plus élevé en zone ER





La comparaison avec l'Allemagne

Souvent, la France est comparée à l'Allemagne pour pointer les écarts existant en matière de qualité

- Les temps de coupure en Allemagne se situent autour de 20 min quand en France, depuis 10 ans, ils se situent entre 60 et 90 min
- La plupart du temps, c'est l'enfouissement des réseaux allemands qui sont mis en avant pour expliquer des écarts de qualité .

Un réseau allemand plus dense aux capacités plus élevées au prix d'une facture très lourde pour le client

- Historiquement cette comparaison s'effectuait entre la France et la RFA, laquelle a une densité de population et un type d'habitat très différents de la France, comme d'ailleurs les autres pays du Nord de l'Europe
- Autre point, rarement abordé, quand l'acheminement est facturé 74 €/MWh en Allemagne, contre 44 €/MWh en France, cela représente une différence de plus de 4,7 Mds€ pour les seuls clients domestiques et professionnels en basse tension.
- C'est près de 2 Md€, de plus chaque année que le programme d'investissements d'ERDF, mais ce serait aussi une hausse de 65 % pour le consommateur français. Ce dernier met-il la qualité à ce prix ?

90 Md€ sont nécessaire pour avoir un réseau Français avec des caractéristiques comparables au réseau Allemand.





La comparaison avec certains DNN (SICAE de Compiègne)

La SICAE de Compiègne a su mobiliser des financements pour enfouir le réseau HTA du fait d'une situation économique favorable (tarif de cession en particulier)

Il existe des territoires ERDF aux caractéristiques et performance comparables.

A titre d'exemple :

le critère B Hix du Val d'Oise est de 35 min pour 30 min pour la SICAE de Compiègne

le critère B incident HTA du Val d'Oise est de 21 min pour 22 min pour la SICAE de Compiègne





La comparaison de la performance financière des distributeurs réalisée par la CRE en 2007

Comparer la performance des distributeurs nécessite de vérifier précisément leur périmètre d'activité et les règles comptables en vigueur. ERDF a fourni des éléments détaillés critiques sur l'étude comparative réalisée en 2007 à la demande de la CRE.

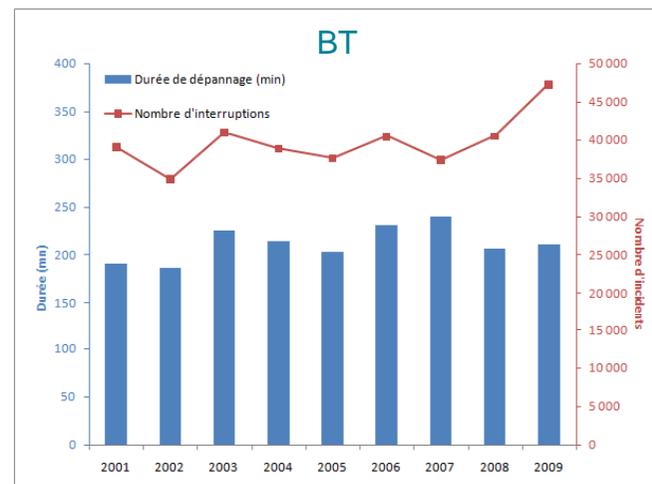
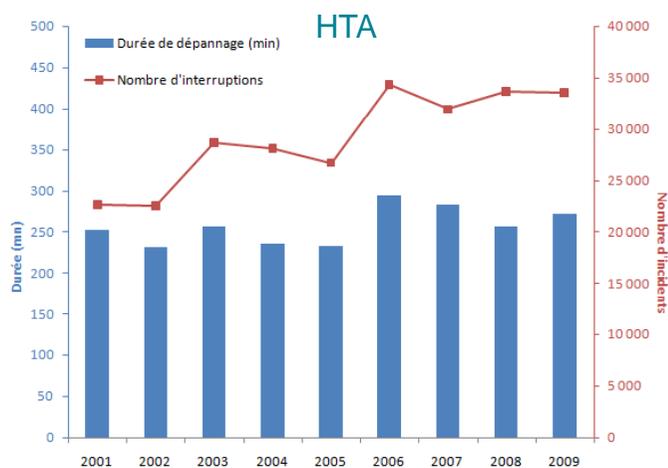
En comparaison aux distributeurs britanniques, qui apparaissaient comme les meilleurs, on peut citer par exemple des écarts très importants de périmètre d'activité et de règles comptables non pris en compte dans l'étude comparative ; par exemple:

- ▮ Les activités clientèle (gestion des branchements, des comptages, ...) qui sont assurées par les fournisseurs au Royaume Uni (coût = 450 M€)
- ▮ Une affectation des charges en dépenses d'investissement par exemple la réparation d'ouvrage, la conduite de réseau (coût = 660 M€), qui sont affectées en dépense d'exploitation en France

Après retraitement, il n'y avait plus d'écart de performance économique entre distributeurs Britanniques et Français



Délai d'intervention - durée moyenne d'un incident



Malgré la hausse des incidents nous avons maintenu la durée moyenne des dépannages





Le décret et l'arrêté qualité du 24 décembre 2007

Le décret et l'arrêté qualité du 24 décembre 2007 permettent :

- ▄▄▄ d'identifier les territoires en décalage par rapport à un niveau minimal de qualité
- ▄▄▄ c'est un vecteur de réduction des écarts

Certains seuils ont été durcis en 2009 (seuil de coupures Brèves)

Ces textes réglementaires sont intégrés à nos choix d'investissements

Des seuils plus stricts ne permettraient plus d'identifier les priorités d'investissement et les territoires qui s'écartent.

