



Colloque “Energie éolienne et tarifs équitables”

La biosphère, Montréal, 30 octobre 2007

Des tarifs éoliens efficaces et équitables: pourquoi, comment ?

Bernard CHABOT

Expert Senior

ADEME

500 route des lucioles - 06560 Valbonne - France

E-mail: bernard.chabot@ademe.fr

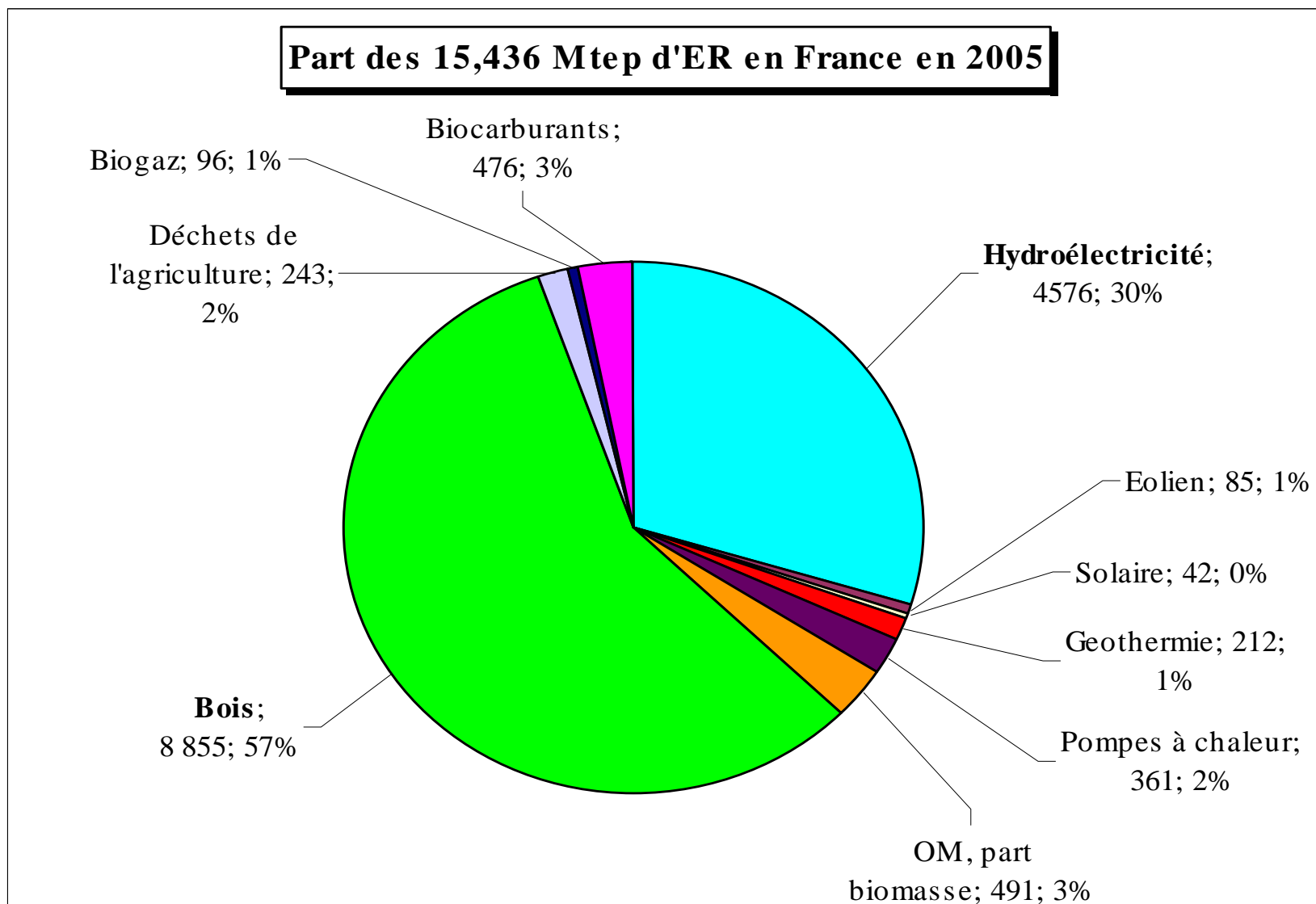


**Le contexte:
la contribution des énergies
renouvelables et la politique
énergie / climat en France**



Contribution des ER à la production d'EP

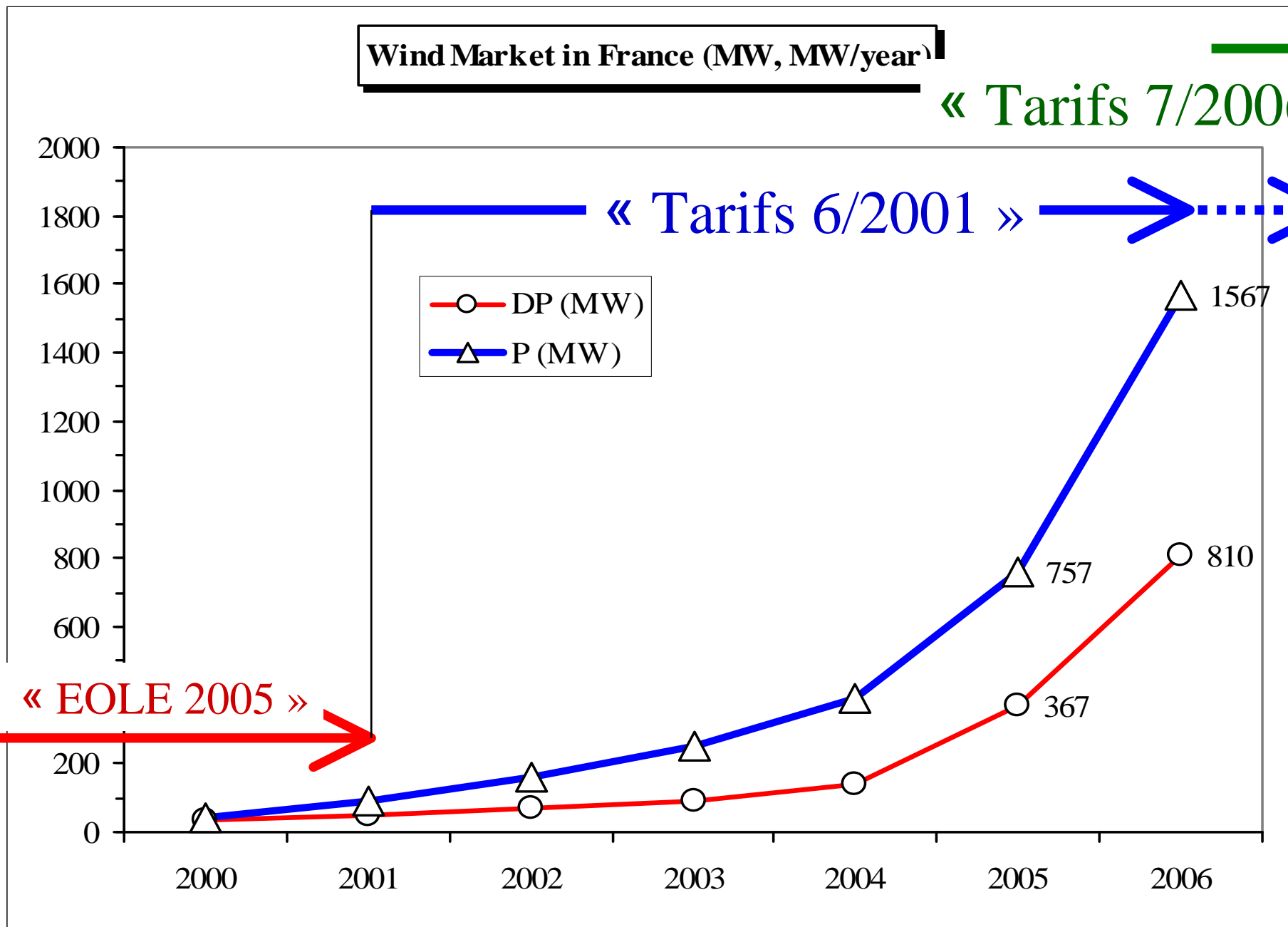
- Les ER représentent environ 6 % de la consommation totale d'énergie primaire



Source: MINEFI



Le développement de l'énergie éolienne en France





Les tarifs éoliens 2001 étaient efficaces et équitables

- ❑ Premier TWh/an produit en 2005 (comme prévu en 1991), 2 TWh en 2006, 4 à 5 TWh en 2007
- ❑ Première entrée dans le “Top Ten” des marchés en 2005
- ❑ Premier GW opérationnel en mi 2006, 2,5 en 2007
- ❑ Troisième marché Européen en 2006 derrière l’Allemagne (tarifs) et l’Espagne (tarifs)
- ❑ Etape de marché > 1 GW/an franchie en 2007 (évaluation SER en 10/2007)
- ❑ Bonne répartition régionale, y compris vent moyen
- ❑ 5 GW de projets réalisés ou avec permis de construire
- ❑ Coût bien inférieur à 1 €/abonné domestique en 2007

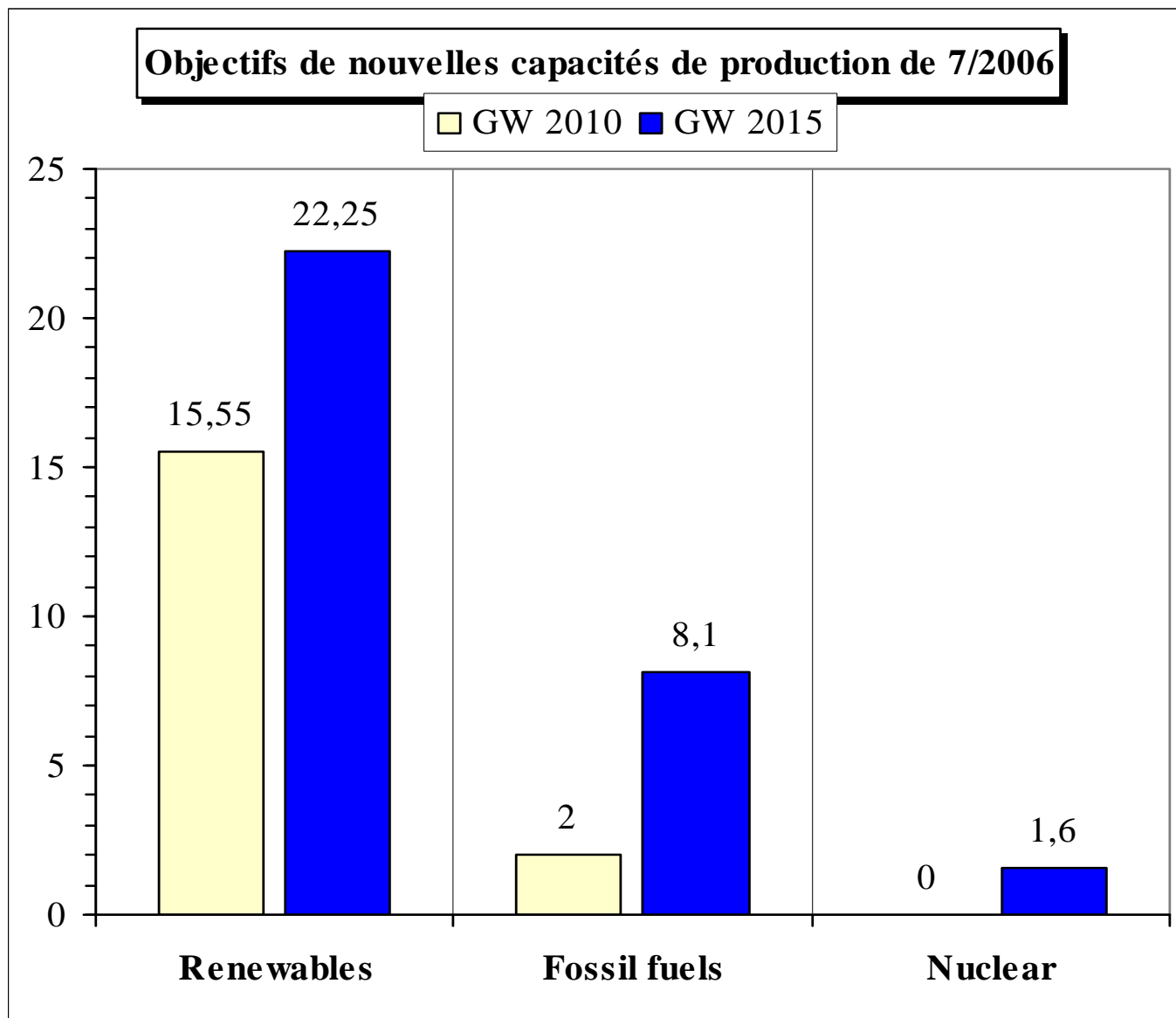
Le contexte récent de la politique énergétique Française

- ❑ **Loi “POPE” du 13/7/2005: “Loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Energétique”**
- ❑ **Objectif de long terme: F4: réduction de 75 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990 (« Facteur 4 »)**
- ❑ **Pour les ER, insistance sur leur contribution en 2010 :**
 - ⇒ 10 % de la consommation d'énergie primaire en 2010 (versus 6 % en 2004)
 - ⇒ **Objectif 21 % d'eSER en 2010 confirmé (vs 14 % en 1997)**
 - ☆ Cela requiert + 50 TWh d'eSER comparé à la contribution 1997
 - ☆ Contribution 2005: environ 12 % (mauvaise année hydroélectricité)
 - ⇒ + 50% de contribution des ER pour la chaleur comparé à la contribution 2004 (soit + 4 Mtep de chaleur renouvelable de 2004 à 2010)
 - ⇒ 5,75 % de biocarburants pour les transports par route, mais dès 2008 et pas comme visé dans la directive Européenne en 2010



La Progammmation Prév. Des Invest. de juillet 2006

- L'ESER représente le plus important accroissement d'ici 2010 et 2015

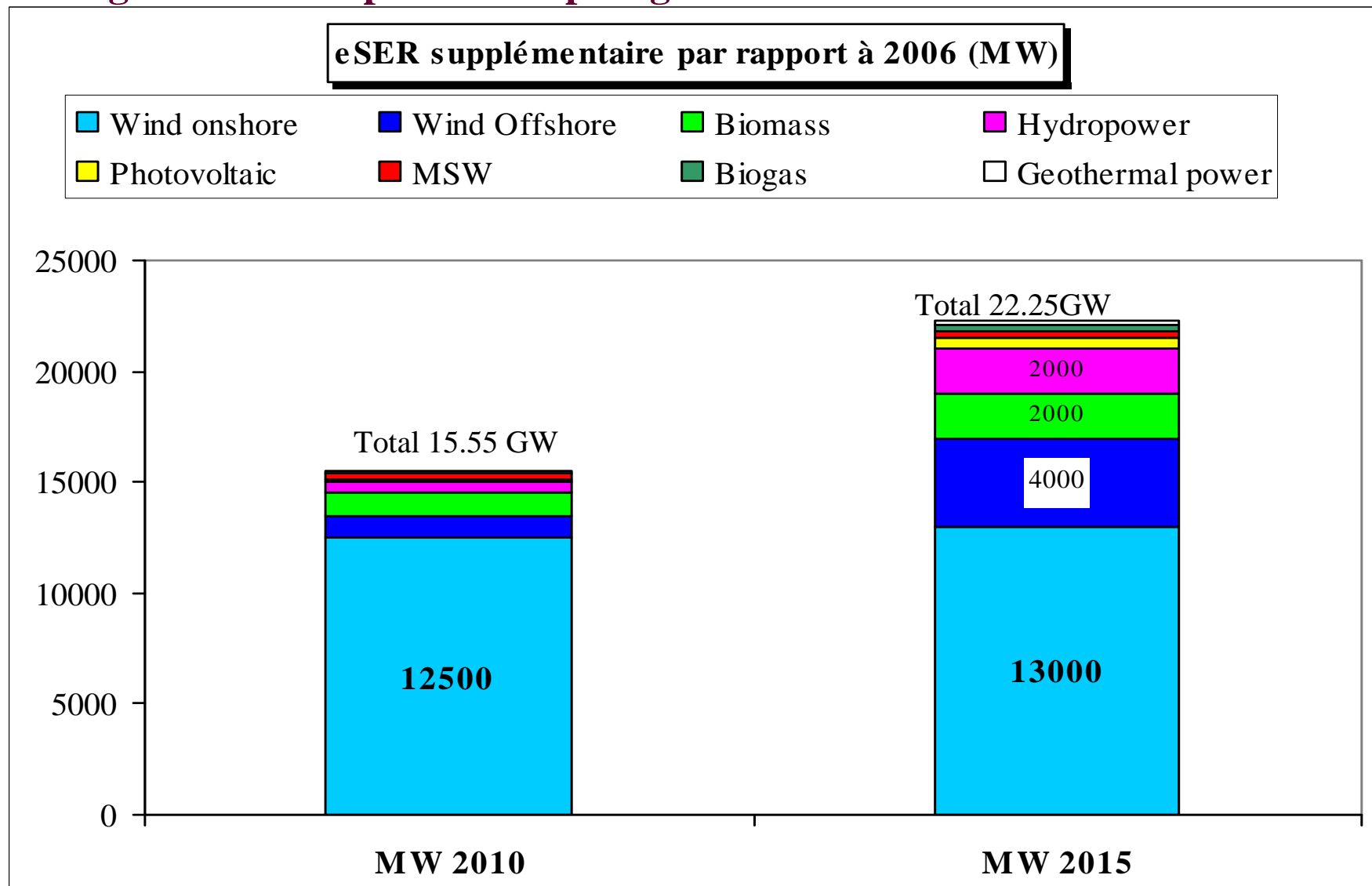


Source: Arrêté du 7/7/2006 relatif à la PPI, publié au "Journal officiel" du 9/7/2006



La Programmation Prév. Inv. 2006 en eSER (2)

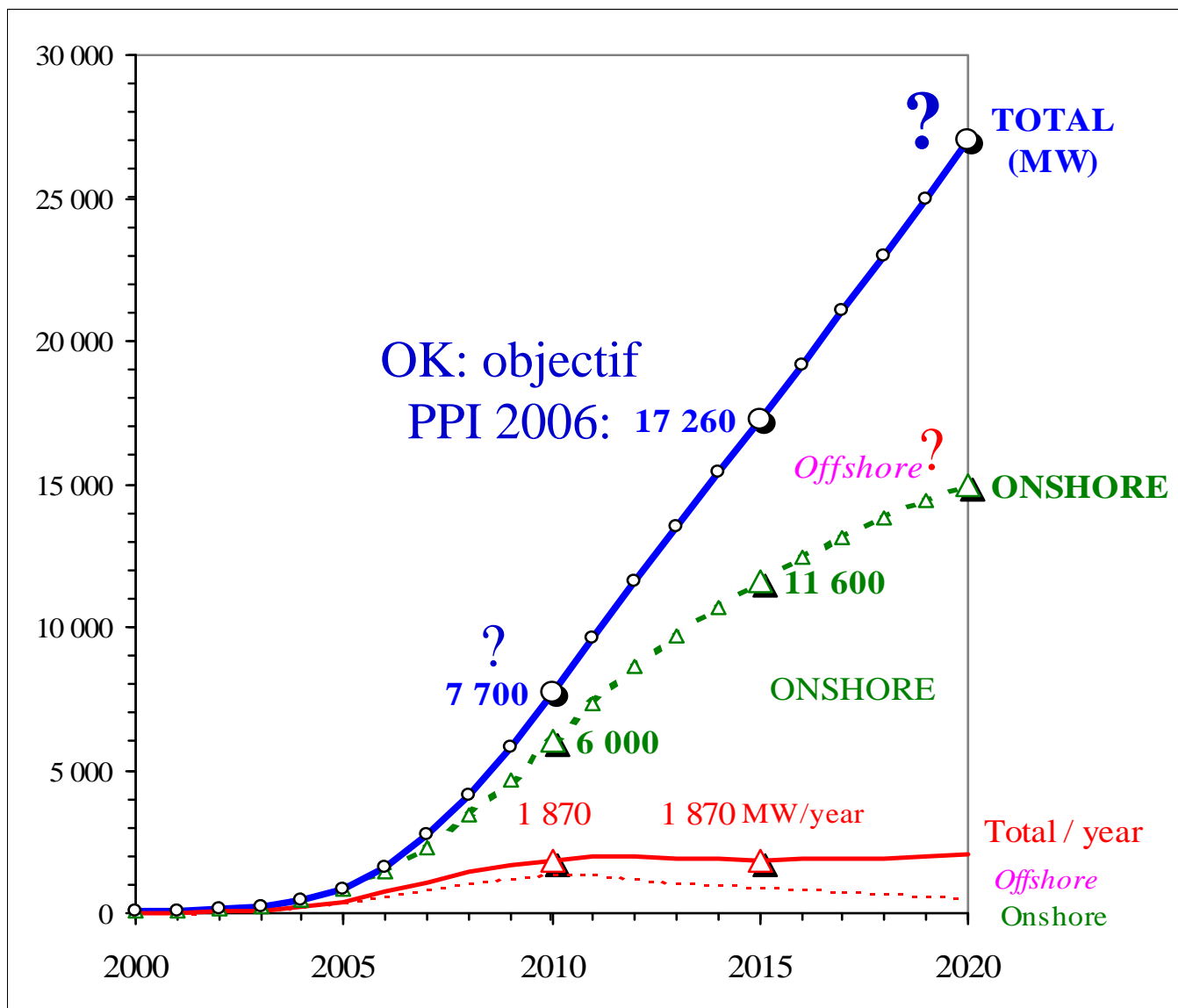
☐ L'énergie éolienne représente le plus grand accroissement d'ici 2010 et 2015



Source: Arrêté du 7/7/2006 relatif à la PPI, publié au "Journal officiel" du 9/7/2006



Une prospective 2003 à 2020 pour l'éolien en France



Source: B. Chabot, ADEME, Husum Wind 2003



Une nouvelle donne Européenne: « 3 fois 20 % 2020 »

- ❑ **Conseil des Ministres des 27 Etats Membres, mars 2007**
- ❑ **20 % d'amélioration efficacité énergétique d'ici 2020**
- ❑ **20 % de contribution des énergies renouvelables à la consommation d'énergie finale d'ici 2020**
 - ⇒ **Objectif global contraignant pour l'Union Européenne**
 - ⇒ **Au lieu de 7 % actuellement**
- ❑ **- 20 % d'émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020**
 - ⇒ **Par rapport aux émissions de 1990**
 - ⇒ **Passage à - 30 % si autres grands pays adoptent réductions**
- ❑ **Propositions de directives (lois Européennes): 1/2008**

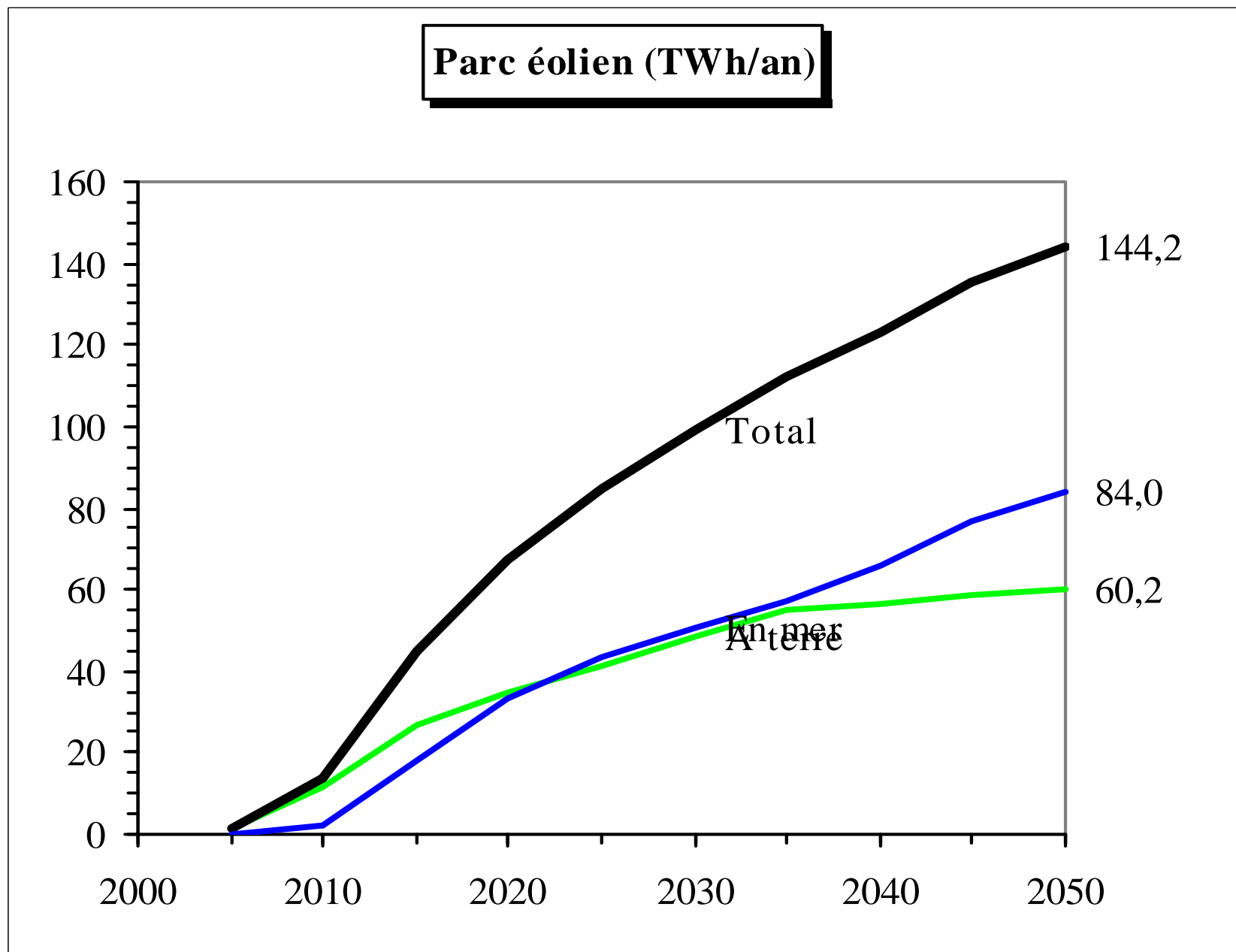


Première retombée: « Grenelle de l'Environnement »

- ❑ **Processus concertation gouvernement / société civile sur la politique environnementale, y compris climat et énergie**
- ❑ **Délais courts: juillet 2007 au 25/10/07 pour concertation**
- ❑ **Premiers engagements**
 - ⇒ Confirmation « Facteur 4 » en 2050 (vs 2,6 rapport CAS)
 - ⇒ Au moins 20 % de contribution des énergies renouvelables à la consommation d'énergie finale d'ici 2020
 - ⇒ Consensus sur nécessité d'environ 25 GW éoliens en 2020
- ❑ **Suite processus:**
 - ⇒ Propositions gouvernementales d'ici fin 2007
 - ⇒ Loi programme et décrets et arrêtés d'application en 2008
 - ⇒ Impact sur Présidence Française de l'UE de 1/7/ au 31/12/2007



Vers un facteur 4: pré-étude ADEME éolien



Source: B. Chabot, ADEME, Salon Pollutec 2006, le marché Français des énergies renouvelables



Les fondements des tarifs efficaces et équitables et l'évolution des tarifs éoliens



La régulation des marchés en faveur des ER

- ❑ Une régulation des marchés de l'électricité est nécessaire pour attirer suffisamment d'investisseurs
- ❑ Cette régulation doit prendre en compte les spécificités des énergies renouvelables en avantages et inconvénients:
 - ⇒ **Bénéfice 1** : pas de coûts de combustibles, insensible à prix pétrole
 - ⇒ **Bénéfice 2** : pas d'émissions de CO₂, avantages environnementaux
 - ⇒ **Bénéfice 3** : avantages économiques et sociaux : ressources et emplois locaux, création de revenus, réduction de l'inflation
 - ⇒ **Contrainte 1** : coût d'investissement initial élevé, donc nécessité de le rembourser par des bénéfices annuels prévisibles
 - ⇒ **Contrainte 2** : temps de retour actualisés élevés (12 à 15 ans ou plus), donc nécessité de visibilité des conditions économiques de long terme, notamment des prix de vente du kWh d'ici 20 ans



Deux options pour réguler les marchés en faveur des ER

□ Regulation par les quantités:

- ⇒ Quotas + appels d'offres compétitifs (F : "EOLE 2005")
- ⇒ Quotas vérifiés par des "certificats verts" en % de la consommation + pénalités en cas de non observance (UK, Be, It)

□ Regulation par les prix:

- ⇒ "Prix fixes identiques tous sites" (éolien Dk & G années 90)
- ⇒ "Bonus Environmental" ajouté à prix marché (Espagne): pb variation en contexte de crises énergétiques et volatilité marché
- ⇒ "**TARIFS EFFICACES ET EQUITABLES**" (ex: Eolien De, Fr)
 - ☆ Définis pour chaque technologie: éolien: à terre, en mer, (micro-éolien)
 - ☆ Tarif pré-défini pour un contrat par sa productivité potentielle puis mesurée durant les 5 ou 10 premières années: visibilité sur 15 ou 20 ans
 - ☆ Les tarifs pour un nouveau projet décroissent chaque année en fonction de la décroissance des coûts d'investissement
 - ☆ Surcoûts répartis sur chaque consommateur d'électricité



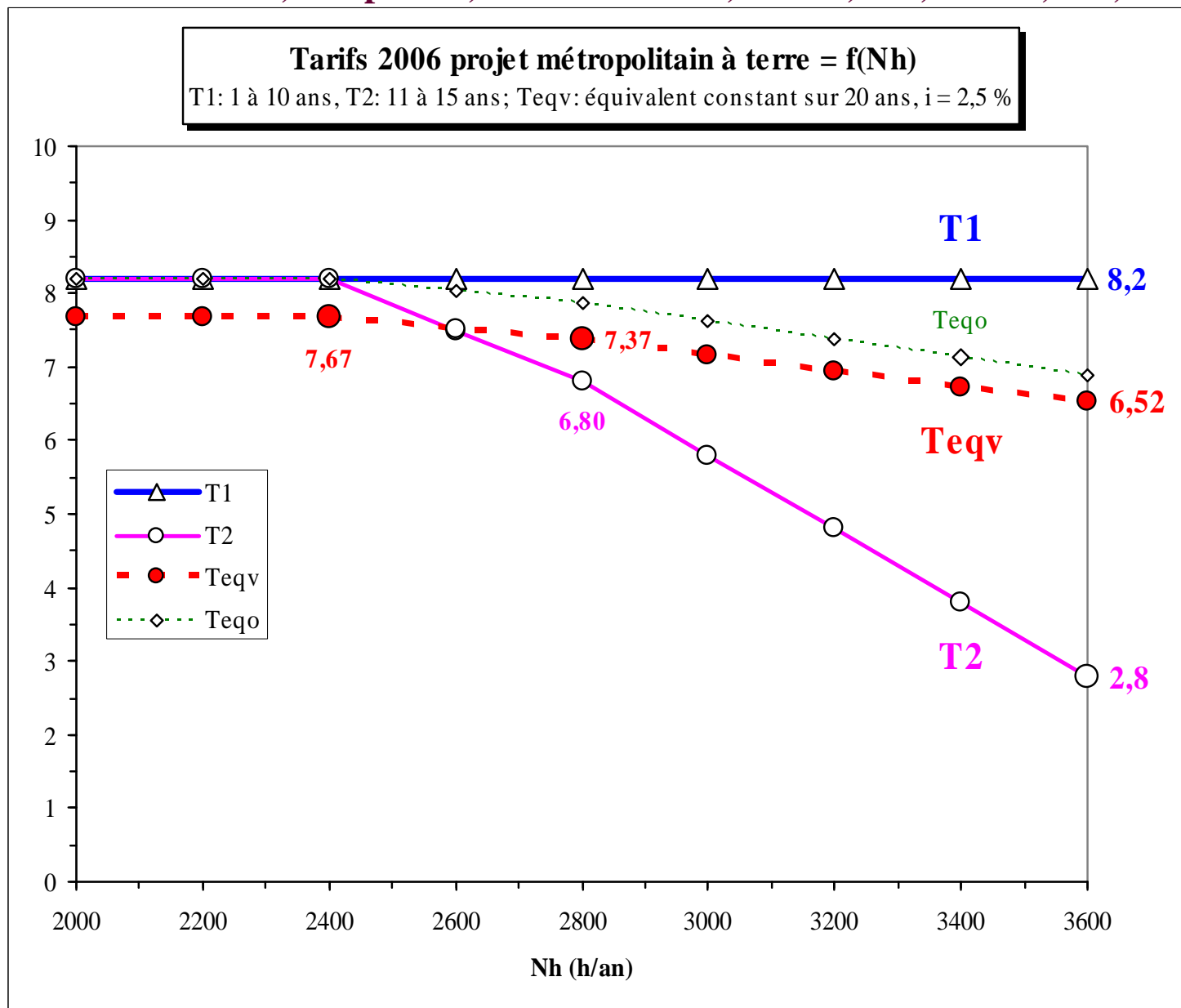
Le tarif de l'électricité éolienne après la loi POPE

- ❑ **Clause de 10 % en moins après 1,5 GW : abandonnée**
- ❑ **Décroissance nouveaux contrats à partir de 2008:**
 - ☆ - 2 % /an au lieu de - 3.3 %/an
 - ☆ 100 % corrigé de l' inflation (en €nominiaux)
- ⇒ Passage de 5 ans à T1 + 10 ans à T2 à 10 ans à T1+ 5 ans à T2
- ⇒ Légère diminution de T1: 8,2 c€/kWh versus 8,38 c€/kWh
- ⇒ Tarif T2 années 11 à 15 calculé par le facteur de charge mesuré sur années 1 à 10 avec nouvelles valeurs limites
 - ☆ $N_h < 2400$ h/an: $T2 = 8,2$ c€/kWh (vs 2000 h/an et 8,38 c€en 2001)
 - ☆ $N_h = 2800$ h/an: $T2 = 6,8$ c€/kWh (vs 2600 h/ab et 5,95 c€en 2001)
 - ☆ $N_h = 3600$ h/an: $T2 = 2,8$ c€/kWh (vs 3600 h/an et 3,05 c€en 2001)
- ⇒ Dans un contrat: 60 % du tarif protégé de l'inflation (comme en 2001).



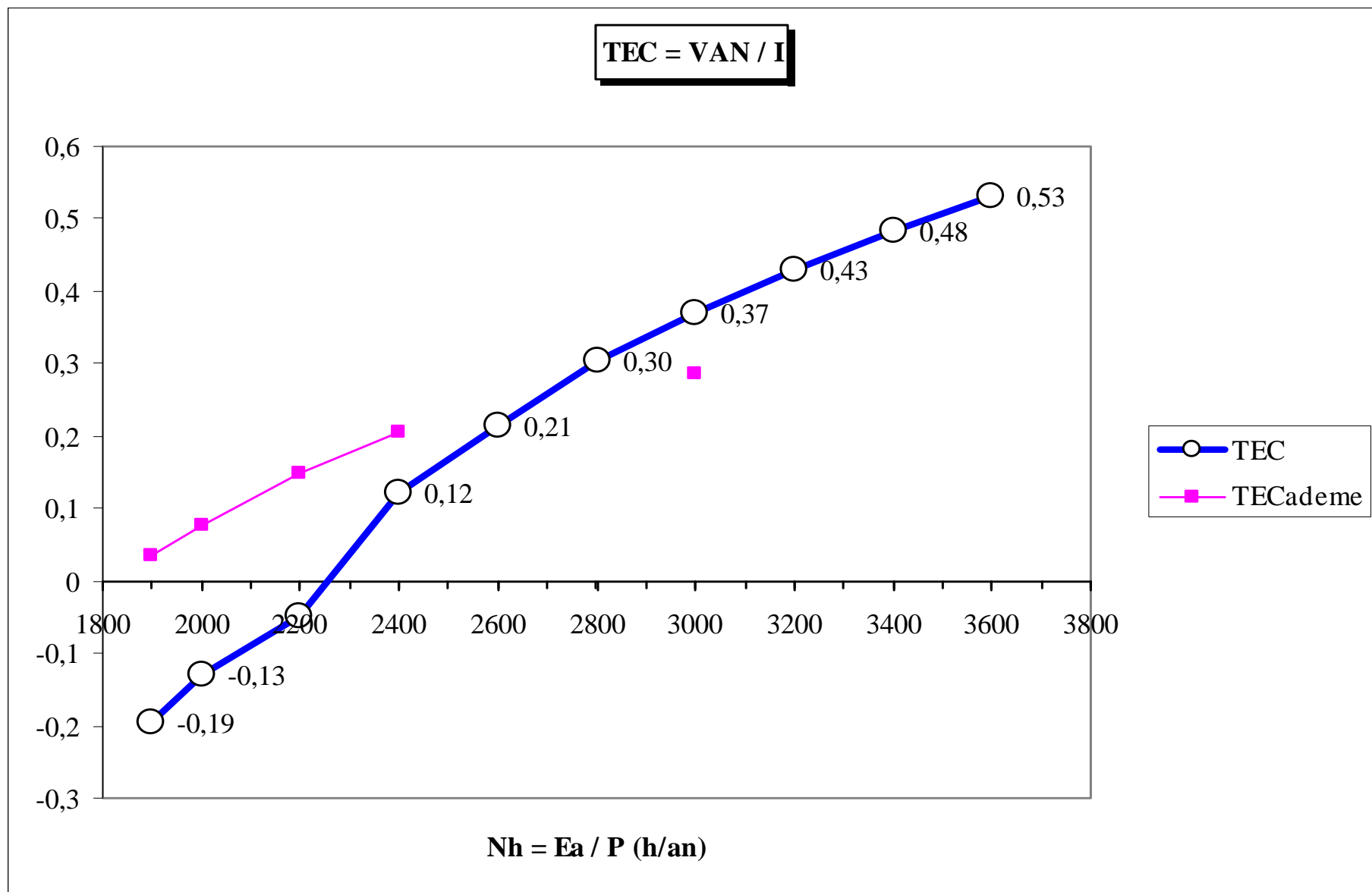
Les tarifs éoliens Français de 2006 à terre

Exemple : i future estimée = 2,5 % par an, $N_h = 2800$ h/an, $T1 = 8,2$ c€, $T2 = 6,8$ c€, $T_{veqv} = 7,37$ c€



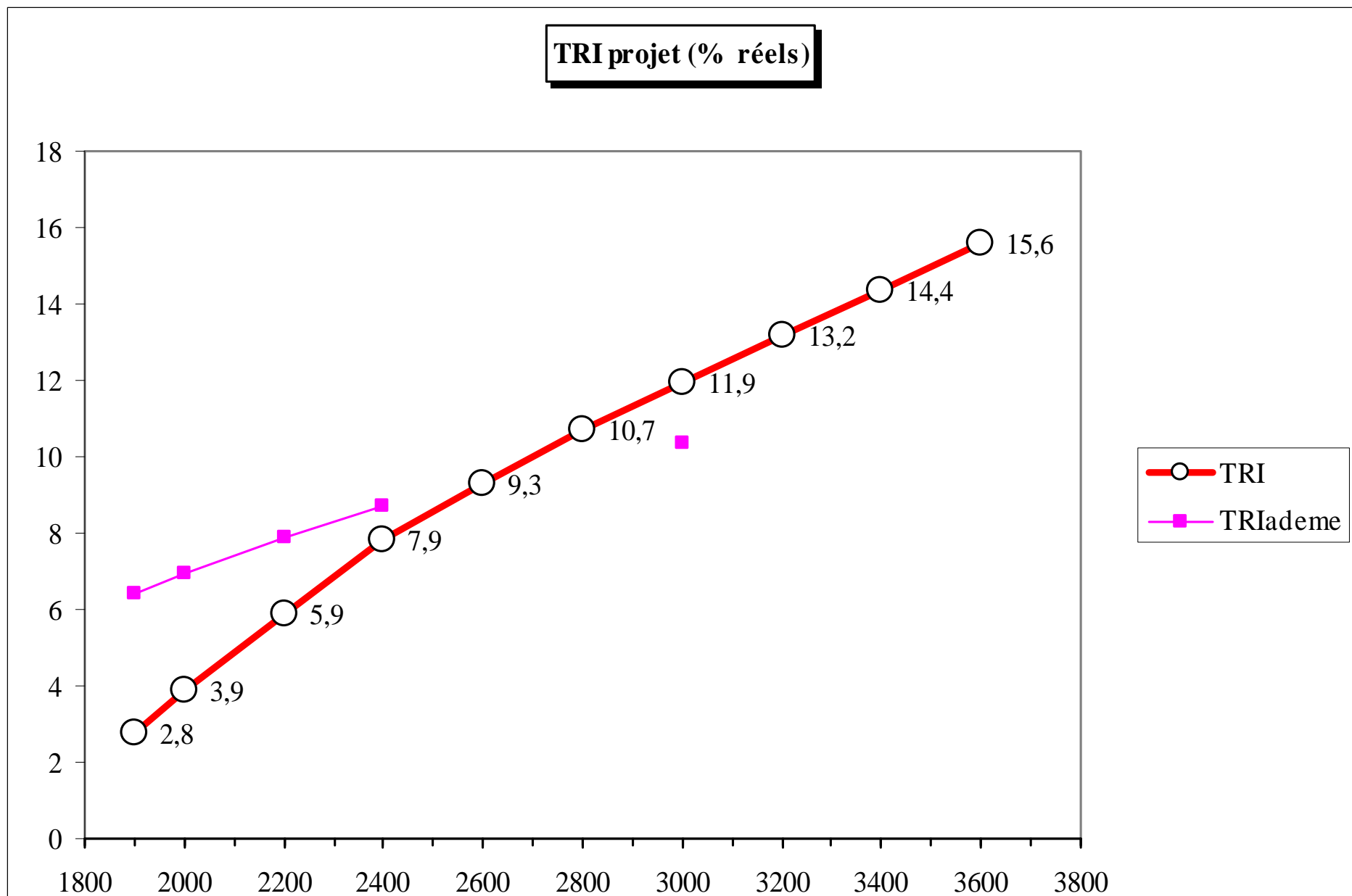


Rentabilité en TEC = VAN/I = f(Eia, Iu)





Rentabilité en TRI





Commentaires rentabilité en TRI projet (% réels)

□ Rentabilité :

- ⇒ Négative ($\text{TRI} < 6\%$) en dessous de 2200 h/an
- ⇒ TRI autour de 8 % uniquement de 2400 à 2600 h/an
- ⇒ $\text{TRI} > 10\%$ au dessus de 2650 h/an
- ⇒ $\text{TRI} > 13\%$ au dessus de 3200 h/an

□ Rentabilité négative ou insuffisante en dessous de 2400 h/an

□ Rentabilité forte ($\text{TRI} > 10\%$) à partir de 2650 h/an

□ Rentabilité très forte au dessus de 3200 h/an



Rentabilité 2006 à terre

Exemple 1:

⇒ $I_u = 1200 \text{ €/kW}$

⇒ $N_h = 2600 \text{ h/an}$

⇒ $TEC = 0,19$

Exemple 2:

⇒ $TEC \text{ cible mini} = 0,15$

⇒ $N_h = 2000 \text{ h/an}$

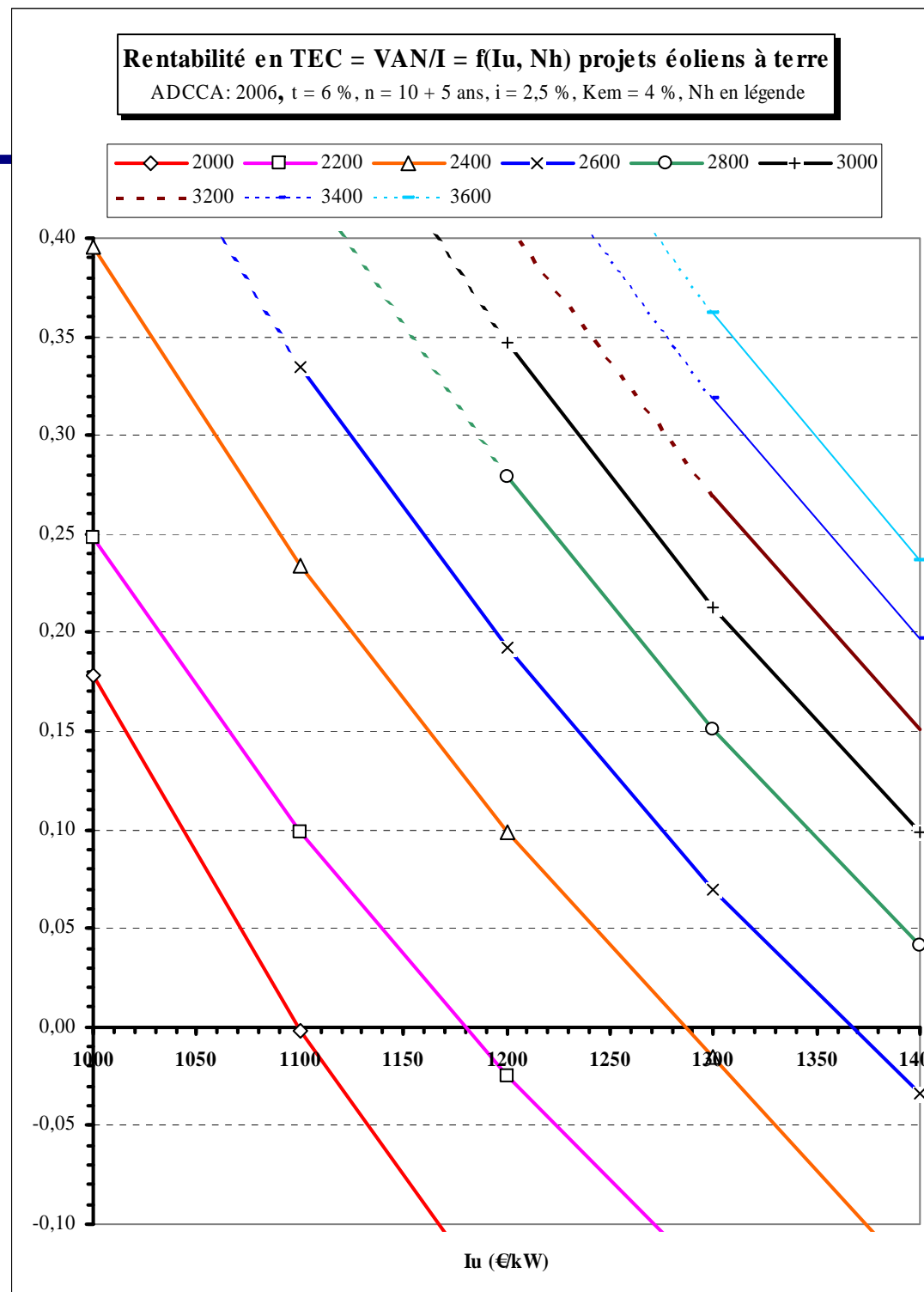
⇒ $I_u \text{ doit être} < 1020 \text{ €/kW}$

Exemple 3:

⇒ $TEC \text{ cible mini} = 0,2$

⇒ $N_h = 2800 \text{ h/an}$

⇒ $I_u \text{ doit être} < 1300 \text{ €/kW}$





Les bases de nouveaux tarifs éoliens efficaces et équitables

- ❑ **Régulation par les prix (« carotte ») vs quantités (« bâton »)**
 - ⇒ Le développement des ER nécessite une régulation des marchés
 - ⇒ Régulation par les prix : plus efficace, moins coûteuse, plus simple, compatible avec économies libérales, a créé industries
 - ⇒ Historique: Dk 90's, Allemagne (EEG), Sp, France... Ontario...
- ❑ **Un système tarifaire adapté aux technologies / applications**
 - ⇒ Eolien: à terre, en mer, petit éolien
- ❑ **Si grande variété de cas, système adapté aux sites**
 - ⇒ Eolien: exemples Allemagne, France, Portugal...
- ❑ **Prévision des progrès en performances et en coûts (D, F...)**
- ❑ **Intégration des protections contre les impacts inflation**
- ❑ **Simplicité système, procédures, contrats, arbitrages**
- ❑ **Prévision contrôles résultats et possibilités d'adaptations**



Adéquation entre objectifs et niveau de rentabilité

□ Définition préalable des objectifs

- ⇒ Rythme de puissance installée et de production sur 5 et 10 ans
- ⇒ Qualité des sites utilisables en énergie éolienne: **Vvent mini, Vvent maxi**

□ Définition des objectifs de rentabilité

- ⇒ En analyse économique globale des projets avant impôt
- ⇒ **Intérêt échelle universelle de rentabilité en TEC**
- ⇒ Profil de rentabilité des projets sur les différents sites
 - ☆ Rentabilité minimale sur sites admissibles les moins ventés
 - ☆ Rentabilité maximale sur les sites très ventés
 - Evite les rentes indues sur ces sites, limite la compétition pour l'accès à ces sites
 - Donne le signal de les développer en premier (réduction coût kWh dès le court terme)
 - ☆ Rentabilité intermédiaires:
 - Continuité du profil de rentabilité = $f(V_m)$
 - Vérification d'un niveau de rentabilité suffisant sur les zones qui fourniront le plus de TWh/an



Le critère du taux d'enrichissement en capital

□ Taux d'enrichissement en capital $TEC = VAN / I$

⇒ I = coût de l'investissement initial

⇒ VAN = Valeur Actuelle Nette générée par le projet

⇒ $VAN = (\text{Somme Cash-Flows actualisés}) - I$

⇒ CF annuel = (Recettes - Dépenses de l'année), avant impôt sur les bénéfices, avant charges non décaissées (amortissements, provisions financières)

□ Choix du taux d'actualisation réel t :

⇒ Reflète le **coût d'accès à l'argent** (fonds propres et emprunts):

⇒ $t = CMPRC = \text{Fraction FP} * t_{fp} + \text{Fraction Emprunts} * t_e$

⇒ Avec taux réel = $(\text{taux nominal} - i) / (1+i)$ où i = taux inflation

⇒ Le taux choisi n'est pas le "coût d'opportunité", représentatif d'un "bénéfice potentiel" ou d'un TRI.



Le modèle universel $TEC = f(\text{Tarif } T)$

$\Rightarrow TEC = aT - b = (Nh / Ka.Iu)(T - Cvu) - (1 + Kem / Ka)$

☆ OÙ : $Iu = I / P$, $Nh = Ea / P$, $Kem = Dem / I$, $Ka = t / (1 - (1+t)^{-n})$

☆ Ci = part du CGA due au coût d'investissement initial = $Ka.Iu / Nh$

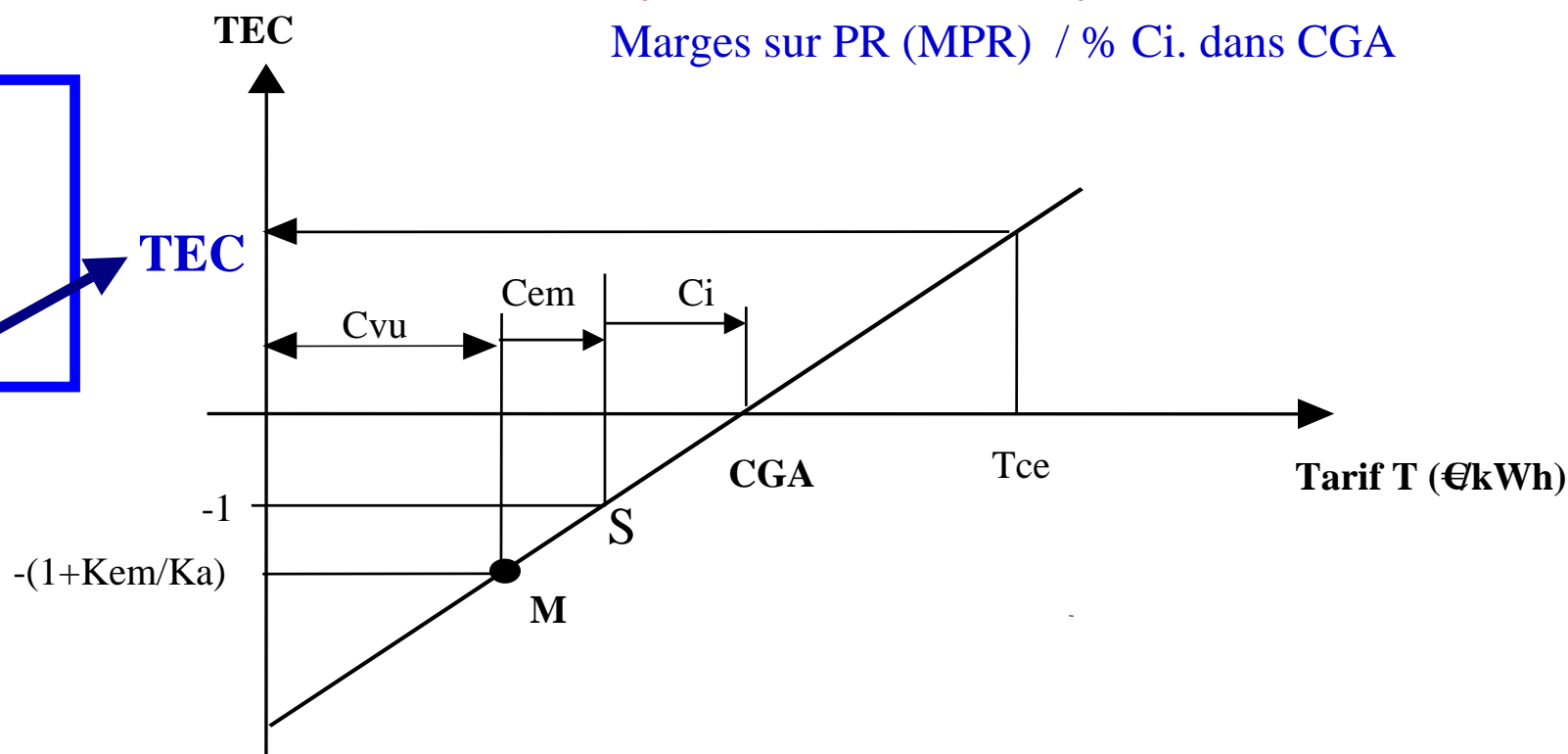
☆ Cem = part du CGA due aux coûts d'expl. & E-M = $Kem.Iu / Nh$

☆ Cvu = part du CGA due aux coûts de combustible (= 0 pour ER hors biomasse)

\Rightarrow Théorème de Thalès : $TEC = \{(T - CGA) / CGA\} / (ci / CGA)$

Marges sur PR (MPR) / % Ci dans CGA

**Règle d'or
du succès :
 $TEC > 0,3$**

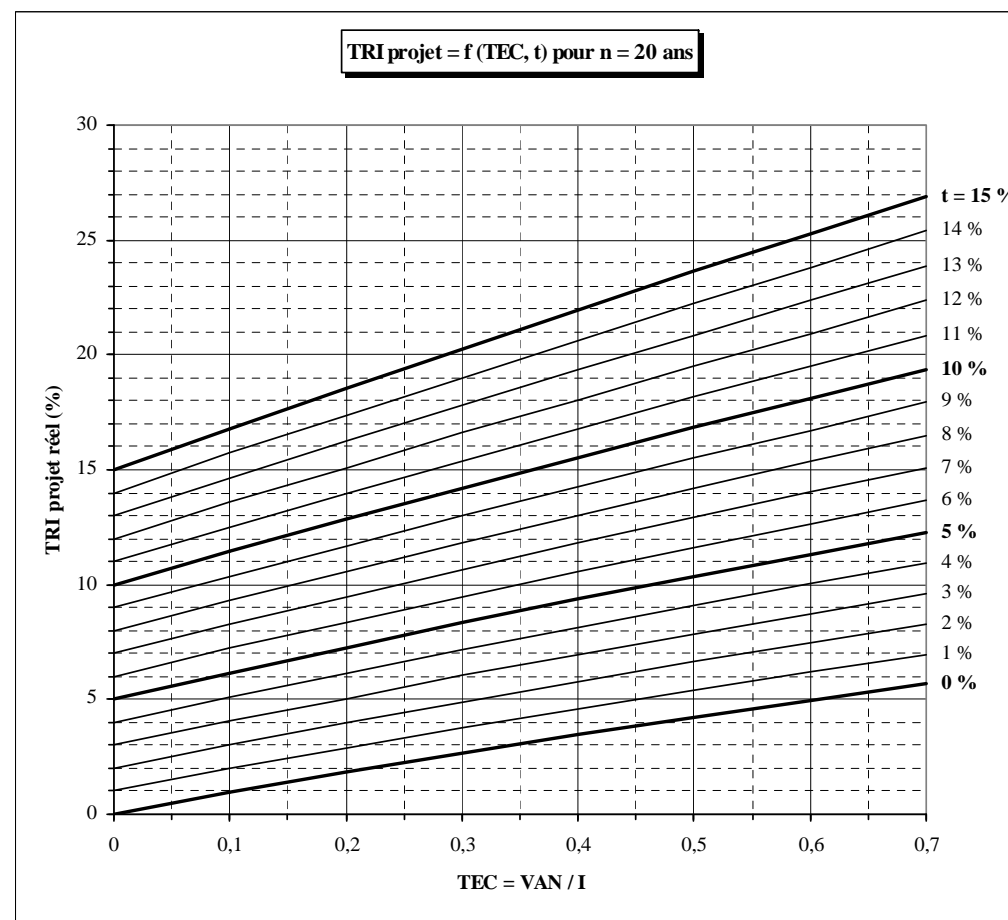
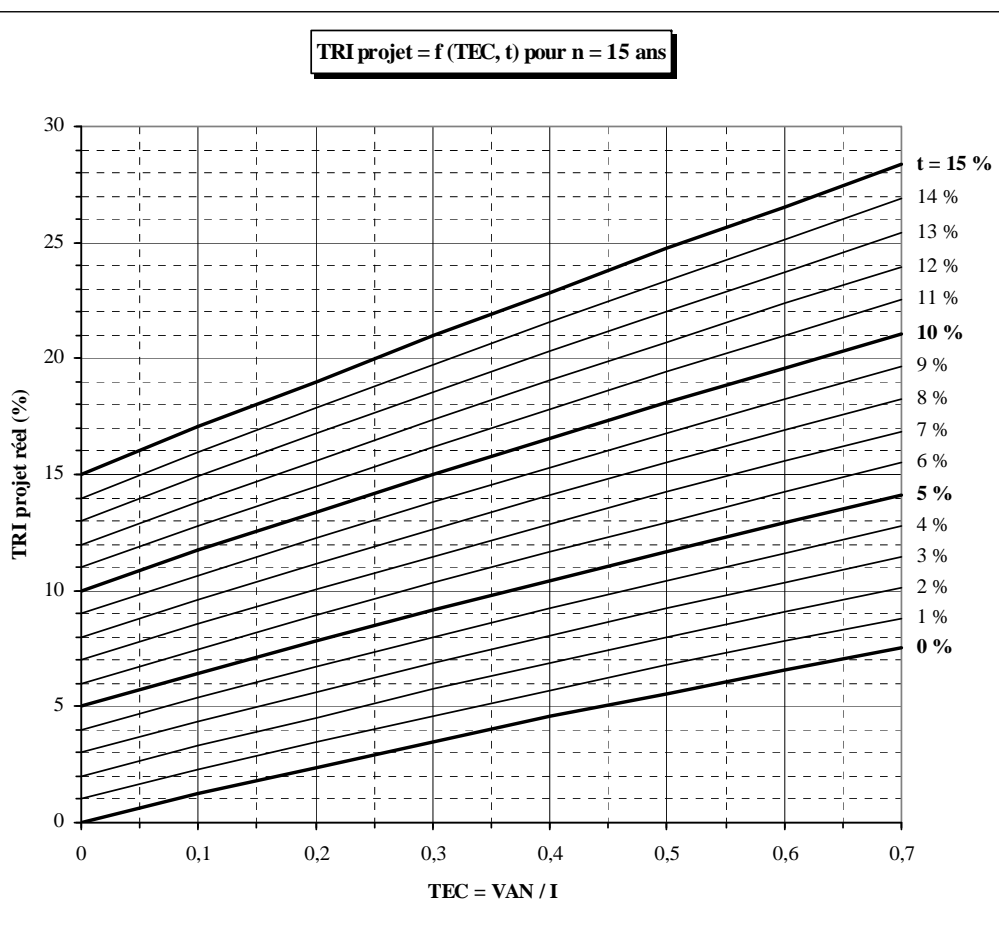




Possibilité de déduire les TRI cibles des TEC cibles

Exemple 1: n = 15 ans, t = 6 % réels :
TECcible = 0,2: TRICible = 9 % réels
TECcible = 0,1: TRICible = 7,5 %

Exemple 2: n = 20 ans, t = 7,25 % réels :
TECcible = 0,25: TRICible = 10,2 % réels
TECcible = 0,15: TRICible = 9 % réels





Exemples de profils de rentabilité

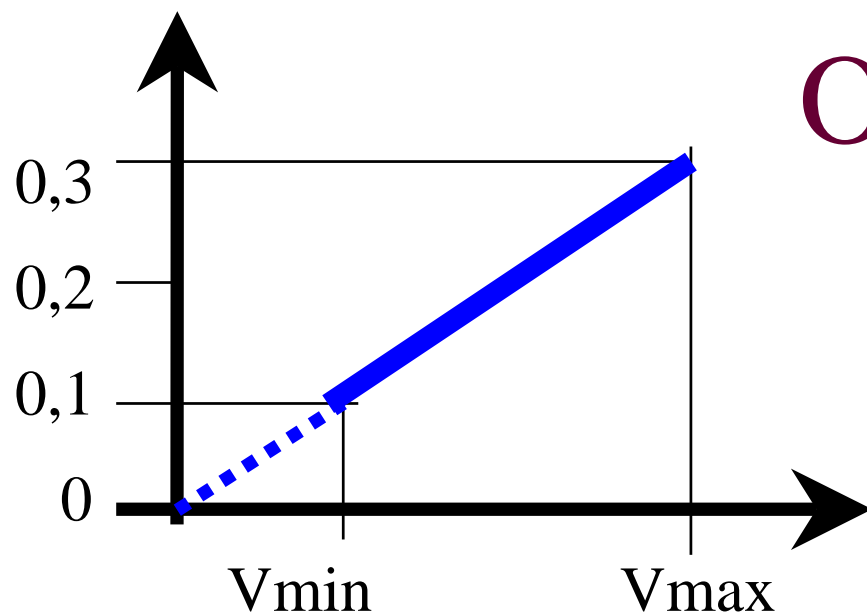
❑ Intérêt critère TEC: directement proportionnel à VAN

❑ Critère de choix par performances:

⇒ $E_{as} = E_a / S$ (kWh / m².an)

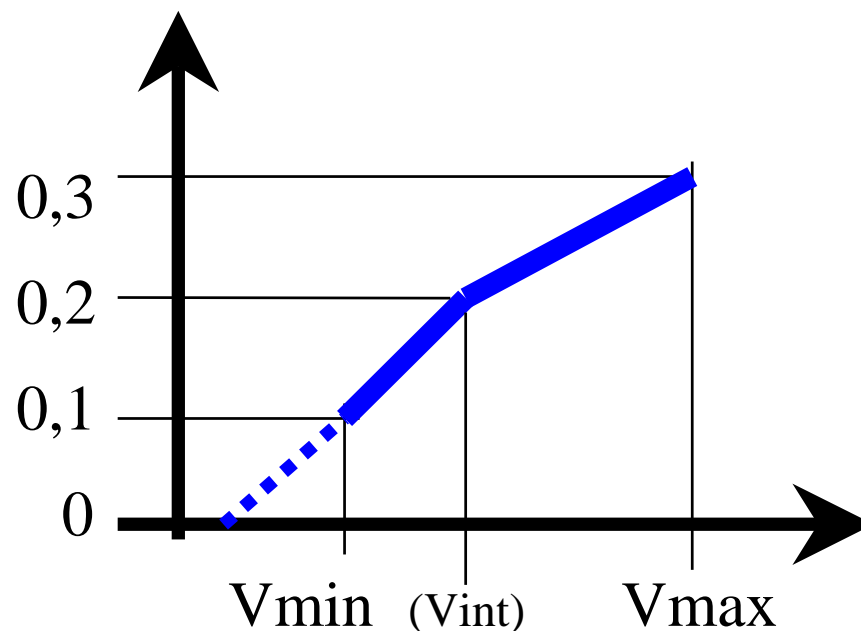
⇒ Plutôt que $N_h = E_a / P$ (h/an)

$TEC = VAN / I$



Ou:

$TEC = VAN / I$





Rentabilité par tarif cible constant équivalent Tce

□ Calculs directs par le niveau de TEC cible et les ratios:

$$\Rightarrow \text{TEC} = \{ \text{Eas} / [\text{Ka}(t,n) \cdot \text{Ius}] \} * \text{Tce} - \{ 1 + \text{Kem} / \text{Ka}(t,n) \}$$

$$\Rightarrow \text{Soit: tarif Tce} = \{ (1 + \text{TEC}) * \text{Ka}(t,n) + \text{Kem} \} * \text{Ius} / \text{Eas}$$

\Rightarrow Tce exprimé en €constants de l'année (0)

□ Rappel des ratios:

\Rightarrow **Tce** : tarif cible constant (en €constants de l'année zéro) qui assurera le niveau de rentabilité visée exprimé en $\text{TEC} = \text{VAN} / \text{I}$

\Rightarrow **Eas** = Ea / S (kWh/an / m²)

\Rightarrow **Ka(t,n)** = $\text{CRF}(t,n) = t / \{ 1 - [1+t] \exp(-n) \}$, t=taux d'actualisation réel

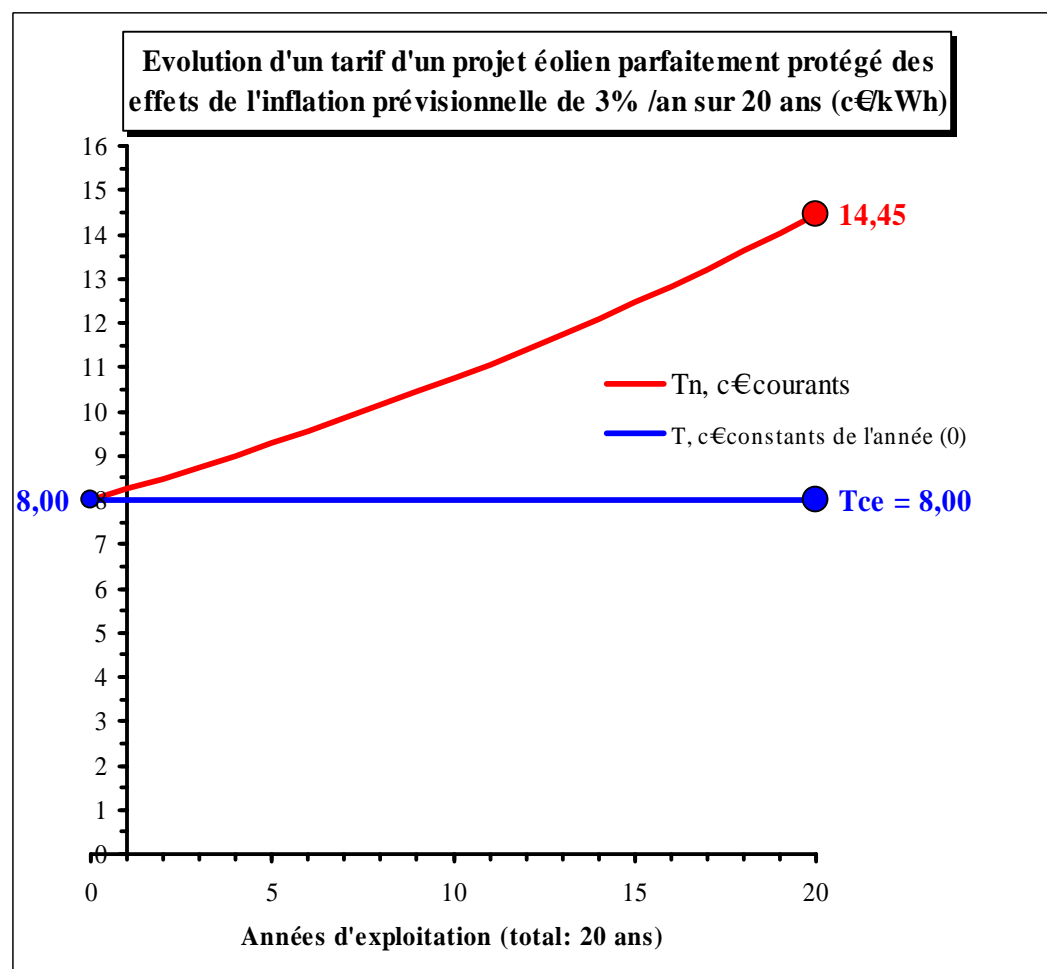
\Rightarrow **Ius** = I / S (€/m² balayé)

\Rightarrow **Kem** = Dem / I avec Dem = dépenses annuelles E&M y compris provisions pour grosses réparations (typiquement Kem = 4 %)



Protection parfaite des tarifs contre l'inflation

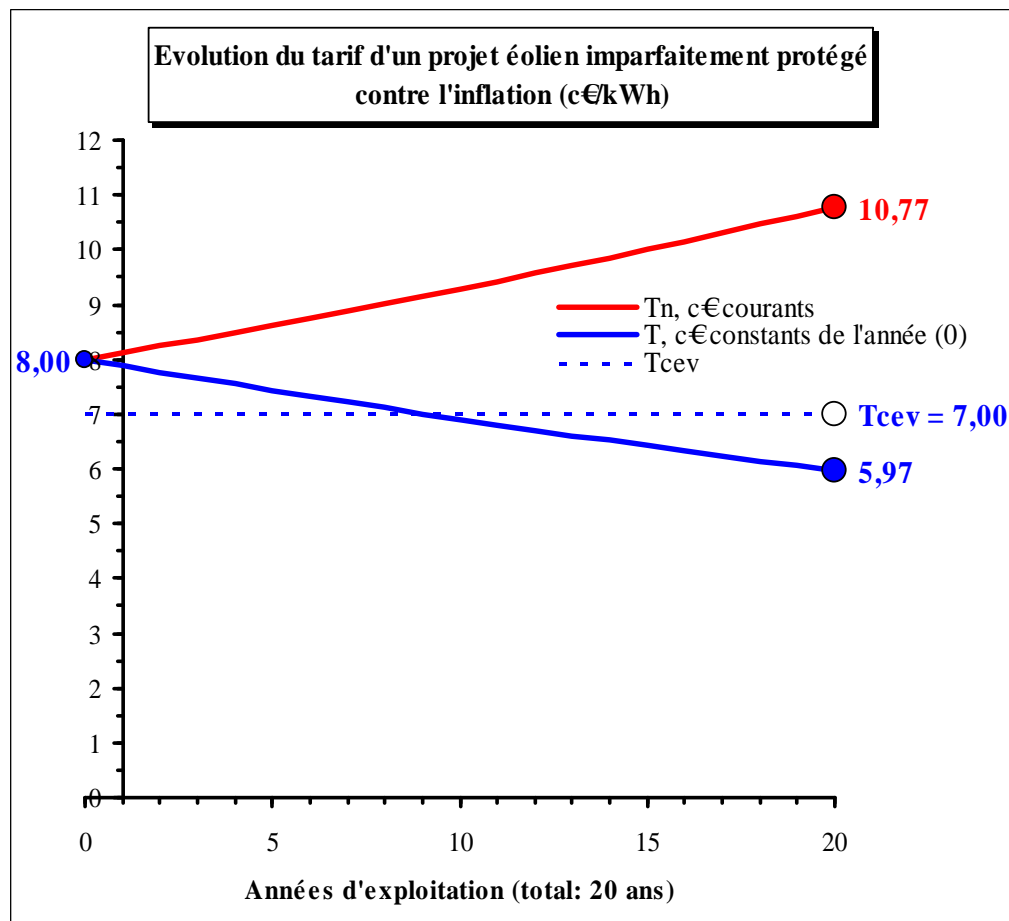
- ❑ L'éolien qui lutte contre l'inflation importée est protégé des effets de l'inflation
- ❑ Tarif dans contrat $T(n)$ en €courants = $(1+i) * T(n-1)$ avec i = taux d'inflation
- ❑ Les investisseurs et les banques sont rassurés ==> financements plus avantageux
- ❑ Le niveau cible de rentabilité TECo sera obtenu: projets réalisés, objectifs de parcs installés réalisés





Protection insuffisante des tarifs contre l'inflation

- ❑ Tarif $T(n) = (1+v)*T(n-1)$, avec v =dérive du tarif en $\text{€}(o)$, ex.: $v = -1,5 \%$ /an
- ❑ TEC visés TECo ne seront pas obtenus : $TECv < TECo$
 - ⇒ Soit les projets de ce type non retenus par les investisseurs et les banques
 - ⇒ Soit quelques projets retenus mais avec des risques d'échec accrus
- ⇒ **Objectifs de parcs installés non réalisés**





Quantification du niveau de protection des tarifs

- $T_n = f * T(n-1) + (1-f) * T(n-1) * (1+i)$
- f = part du tarif non protégée de l'inflation
- $(1-f)$ = part du tarif protégée de l'inflation
- i = taux d'inflation constant prévu sur les n années à venir
- Dérive annuelle v %/an du pouvoir d'achat du tarif exprimé en € constants année (0): v (%/an) = $- f * i / (f * i)$
- Exemples de protections:
 - ⇒ France, éolien: $f = 0,4 = 40\%$ == > 60 % du tarif protégé
 - ⇒ Ontario, éolien: $f = 0,8 = 80\%$ == > 20 % du tarif protégé
 - ⇒ Allemagne: $f = 1$?
 - ⇒ Irlande, éolien: $f = 0$ (mais niveau de départ du tarif trop faible !)
- L'éolien participe à la lutte contre l'inflation importée, donc niveau rationnel de protection = 100 % (soit $f = 0\%$)
- Et la sensibilité à des protections non complètes est très importante!

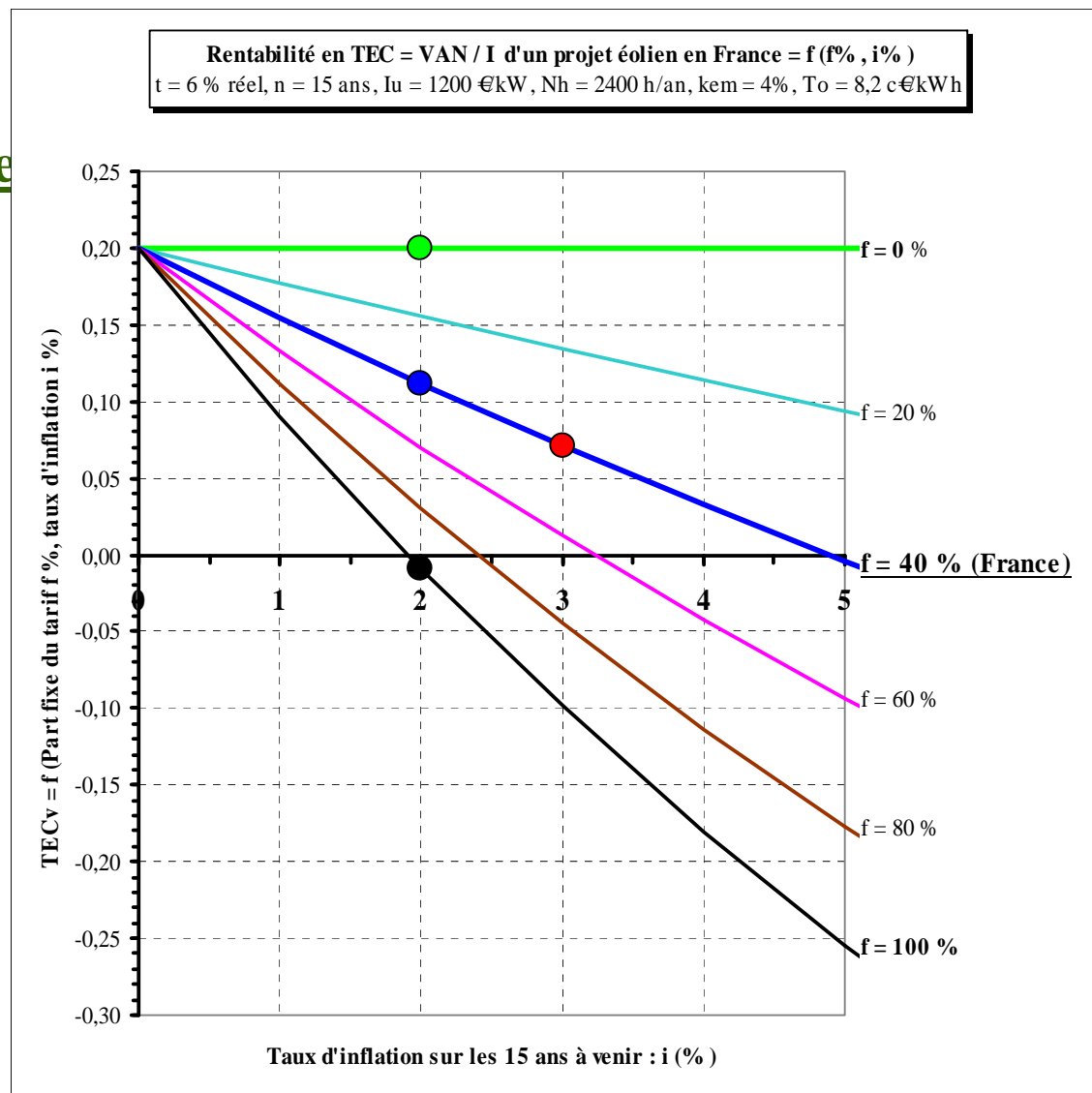
Impact inflation sur projet éolien à terre TECo = 0,2

- **Cas théorique f = 0%**
 - ⇒ Point vert: hypothèse i = 2 %/an
 - ⇒ TECo = 0,2 : suffisamment rentable

- **Cas réel France f = 40 %**
 - ⇒ Point bleu: hypothèse i = 2 %/an
 - ⇒ Dérive tarif v = - 0,784 %/an
 - ⇒ TECv = 0,112: zone critique

- ⇒ Point rouge: hypothèse i = 3 %/an
- ⇒ Dérive v' = -1,165 %/an
- ⇒ TECv' = 0,072: fort risque d'échec

- **Sans protection : f = 100 %**
 - ⇒ Point noir: hypothèse i = 2 %/an
 - ⇒ Dérive v'' = -1,961 %/an
 - ⇒ TECv'' = -0,009: projet exclu





Indexation d'un tarif à l'intérieur d'un contrat

- ❑ Elle découlera des choix de définition du système tarifaire (cf ci-dessus)
- ❑ Elle sera donc suivant ce choix:
 - ⇒ **Indexation totale du tarif** sur l'inflation (part fixe $f = 0\%$) pour sa protection totale contre l'inflation: **solution légitime, simple, fiable, lisible**
 - ⇒ **Indexation partielle**, identique à celle qui a été choisie pour la conception et le calcul du système tarifaire, avec intégration de la correction des tarifs initiaux de T_0 en T_{0v} : **moins logique !**
- ❑ Cette approche simple et logique plaide pour que l'indice servant à l'indexation d'un tarif à l'intérieur d'un contrat soit **l'indice général de l'inflation dans le pays**, et non un ou des indices sectoriels (cf exemple de l'Ontario qui a choisi cette solution)



Indexation des tarifs nouveaux contrats à (n+1)

- **Définir si on doit appliquer un taux de décroissance du tarif pour les nouveaux projets, ex. cas de la France (tarifs 2006)**
 - ⇒ Tarifs éoliens: « - 2 % par an à partir du 1/1/2008 »
 - ⇒ Tarifs photovoltaïques: « pas de décroissance »
- **Et surtout définir si ce taux de décroissance éventuel:**
 - ⇒ S'applique sur la valeur des tarifs initiaux, exemple tarifs Ontario: pas de décroissance en €courants ==> décroissance tarif en € constant: $v = - i \% / \text{an} = \text{environ } - 2 \% / \text{an à } -3\% \text{ par an}$
 - ⇒ Ou sur cette valeur corrigée de l'inflation
 - ⇒ Ou sur cette valeur corrigée d'un indice spécifique, ex. éolien France: 50 % variation indice ICHTTS + 50 % variation « PPEI »
 - ⇒ Ou sur un **indice spécifique à la technologie** : cas à envisager pour l'éolien du fait des variations spécifiques de prix des éoliennes??
- **Appliquer les définitions correspondantes**



Conclusions

- **Des tarifs efficaces et équitables correctement conçus permettent un développement optimal de l'énergie éolienne:**
 - ⇒ Prévisible, rapide, sans à coups, pilotable par adaptations tous les 3 à 4 ans
 - ⇒ Bien réparti géographiquement et socio-économiquement
 - ⇒ A moindre coût par rapport aux systèmes de quotas

- **Définir un système tarifaire éolien efficace et équitable est simple et fiable, en particulier si:**
 - ⇒ On se base sur une analyse de rentabilité économique globale des projets avant impôt (à confirmer par analyses de rentabilité financières après impact de la fiscalité sur des cas de référence)

 - ⇒ On utilise la méthode TEC: échelle universelle de rentabilité des projets, formules explicites pour le calcul des tarifs et de leur protection contre l'inflation et pour les études de sensibilité

- **Les projets éoliens luttant contre l'inflation importée, les systèmes tarifaires éoliens et les contrats d'achat de l'électricité méritent une protection totale (ou quasi-totale à 80%) contre les effets de l'inflation**