

## **Etude de la tarification des injections sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité**

---

**Rapport final étape 2**

**Synthèse de l'analyse des pays étrangers**



**1**

**Vue d'ensemble des systèmes tarifaires**

**2**

**Description des systèmes tarifaires et de leurs signaux**

**3**

**Synthèse**

**4**

**Annexe : résultats du benchmark – analyse par pays**

# Typologie des signaux tarifaires en Europe

Type signal	Variante	Explication	Cas type transport
Signal tarif usage réseau long terme	<b>Nodal</b> (€ / MW)	Les utilisateurs paient en proportion des coûts incrémentaux d'infrastructures réseaux engendrés à chaque nœud, selon leur puissance	Suède Irlande
	<b>Zonal</b> (€ / MW)	Simplification du système des prix nodaux : tarif de transport par zone calculé par exemple sur la base d'une moyenne des coûts marginaux de renforcement du réseau de chaque zone homogène	Royaume-Uni Roumanie (MWh)
Signal tarif usage réseau court terme	<b>Nodal</b> (€ / MWh) <i>Ou zonal</i>	Les utilisateurs paient les coûts incrémentaux engendrés à chaque nœud selon l'usage du réseau, c'est-à-dire les pertes marginales	Suède, Norvège  <i>Autriche</i>
Signal prix de marché	<b>Zonal</b> <b>Nodal</b>	Permettent d'introduire des différences de prix entre les nœuds / zones du réseau qui, dans un marché parfait de l'énergie, reflètent le coût des pertes et des congestions. Les participants payent ou reçoivent des prix qui reflètent le coût marginal de l'électricité aux nœuds / zones. Zonal en Europe.	<b>Zonal</b> : Suède, Norvège, Danemark <b>Nodal</b> : Irlande (pertes)
Signal raccordement « deep cost »	<b>Profondeur plus ou moins importante</b>	La facturation d'une part des renforcements engendrés par un nouveau raccordement au réseau permet dans une mesure plus moins importante de créer un signal par rapport aux capacités disponibles sur le réseau d'alimentation général.	Roumanie, Suède, France (ENR seult)

**Note : autres signaux indirects aux producteurs non pris en compte :**

- Files d'attente régionales producteurs ENR
- Charges de raccordement réduites ...

# Types de signaux tarifaires par pays pour le transport national (équivalent à HTB2 et HTB3)

Pays (niveau de tension transport)	Part du tarif d'injection transport	Signal de localisation					
		Signal tarif usage réseau long terme		Signal tarif usage réseau zonal court terme	Prix marché (zonal)	Raccordement « Deep cost » ou « shallowish »	Autre
		Nodal	Zonal	Nodal ou zonal (€ / MWh)			
<b>Grande Bretagne</b> (400, 275 kV)	Transport : 27% Equilibrage : 50%		Coût marginal de long terme zonalisés				
<b>Irlande</b> (400kV, 220kV, 110kV)	25 % (hors p & SS)	Coût marginal long terme nodaux				Shallow élargi	Pertes, par nœud (hors tarif)
<b>Suède</b> (400, 220 kV)	33 % (hors pertes)	Coût marginal de long terme / latitude		Nodal sur les pertes	Market splitting pour congestions	Applicable que sur le transport régional	
<b>Norvège</b> (420, 300, et part 132 kV)	35% - 40% (yc pertes)			Nodal sur les pertes	Market splitting pour congestions	Applicable que sur réseau radial (hors transport)	
<b>Roumanie</b> (750, 400, 220 kV)	40 % (hors SS)			Zonal sur les pertes et congestions		Nouvellement réintroduit (2013)	

**Seuls 5 pays en Europe ont mis en place des timbres tarifaires aux injections comportant une différenciation géographique significative**

# Timbres d'injection et signaux tarifaires pour le transport régional (équivalent à HTB1)

Pays	Niveau de tension	Composante tarifaire injections	Signal de localisation	
			Signal tarifaire	Signal Raccordement
<b>Grande Bretagne</b>	132, 66, 33 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Terme selon puissance au point de raccordement (identique au transport)</li> </ul>	Tarif zonal : <b>coûts marginaux de long terme</b> calculés par le GRD au point de raccordement	Quote-part renforcements un niveau de tension au dessus
<b>Irlande</b>	110, 66, 45, 36 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Terme identique au transport pour unité &gt; 5 MVA</li> <li>• + un terme non différencié géographiquement pour la distribution</li> </ul>	<b>Application signal transport</b>	Shallow cost
<b>Suède</b>	Trans reg : 130 - 70 - 30 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Composantes fixe + puissance fonction de la distance au poste de transport national</li> <li>• Composante <b>énergie négative</b> et uniforme</li> </ul>	Composante puissance différenciée par point de raccordement + <b>répercussion signal transport</b>	Deep cost
<b>Norvège</b>	Trans reg : 132 - 33 kV	Même <b>méthodologie que transport</b> : <ul style="list-style-type: none"> <li>• un terme fixe identique au transport ;</li> <li>• un terme / kWh fonction des pertes.</li> </ul>	Signal sur le coût marginal de pertes au point de raccordement	Quote-part renforcement possible
<b>Roumanie</b>	110 kV	Terme transport appliqué aux producteurs >5 MVA	<b>Application signal transport</b>	Paiement quote-part renforcements
<b>Belgique</b>	>30 kV - BT	Fait partie du transport	N.S.	Shallow cost

N.S. : non significatif, N.D. : non déterminé

**Ces mêmes pays ont développé des signaux (ou étendu les signaux du transport national) Sur le transport régional (niveau HTB1)**

# Timbres d'injection et signaux tarifaire pour la distribution (équivalent à HTA et BT)

Pays	Niveau de tension	Composante tarifaire injections	Signal de localisation	
			Signal tarifaire	Signal Raccordement
<b>Grande Bretagne</b>	<33 kV à BT	<ul style="list-style-type: none"> <li>• terme fixe + charge par GRD non localisée et <b>négative</b> (en général)</li> </ul>	Terme d'injection non différencié selon la localisation en MT et BT	Quote-part renforcements un niveau de tension au dessus
<b>Irlande</b>	36 kV à BT	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Terme identique au transport pour unité &gt; 5 MVA</li> <li>• + un terme non différencié géographiquement pour la distribution</li> </ul>	Pas de signal appliqué au tarif injection	Shallow cost
<b>Suède</b>	22kV à BT	En principe identique aux réseaux amonts mais en pratique très inégalement appliqué	N.D.	
<b>Norvège</b>	22kV à BT	Même <b>méthodologie que transport</b> : <ul style="list-style-type: none"> <li>• un terme fixe identique au transport ;</li> <li>• un terme / kWh fonction des pertes.</li> </ul>	Signal sur le coût marginal de pertes au point de raccordement	Quote-part renforcement possible
<b>Roumanie</b>	6 / 10 / 20 kV à BT	Terme transport appliqué aux producteurs >5 MVA Pas de tarif en dessous	Pas de tarif d'injection propre aux distributeurs	Paiement quote-part renforcements
<b>Belgique</b>	15kV - BT	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Une composante de base / kW non appliquée</li> <li>• Plusieurs composantes / kWh selon poste de coûts (pertes, comptage...) peu significatives</li> </ul>	N.S.	Shallow cost

# Les motivations exprimées pour la mise en œuvre d'un timbre injection ne sont pas toujours l'optimisation injection / soutirage

		Pays
Mieux optimiser les investissements transport et production	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Optimiser les surplus nets à court terme et à long terme</li><li>▪ En encourageant le bon positionnement réseau des producteurs</li><li>▪ En internalisant les coûts de réseau induits par le positionnement dans le business plan des producteurs</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Roumanie</li><li>▪ Suède</li></ul>
Assurer une réflectivité des coûts permettant d'établir une concurrence saine	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Tarifier les utilisateurs selon les coûts qu'ils induisent</li><li>▪ Les signaux ne pèsent pas suffisamment pour influencer les décisions de producteurs face aux autres facteurs</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Angleterre</li><li>▪ Irlande</li><li>▪ Norvège</li><li>▪ Suède</li></ul>
Rééquilibrer les charges portées par les consommateurs	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Couvrir l'ensemble des coûts face au développement des auto-producteurs qui réduit les revenus recouverts et font reporter la charge sur les autres consommateurs</li><li>▪ Mieux répartir la charge entre injections et soutirages dans un contexte où les injections ont plus de poids dans les coûts réseau</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Belgique</li></ul>

**L'objectif principal est d'inciter à une meilleure utilisation des ressources tout en créant des conditions de traitement non discriminatoires pour les producteurs utilisant des technologies différentes et induisant des coûts de réseau différents**

1

**Vue d'ensemble des systèmes tarifaires**

2

**Description des systèmes tarifaires et de leurs signaux**

3







**Synthèse**

4

**Annexe : résultats du benchmark – analyse par pays**









# Couverture des coûts du transport

	Infrastructures	Maintenance	Pertes	Congestions	Services système : réserves	Services système : autres
<b>RU</b> 	Zonal 27 % des couts			SO	SO	SO
<b>Ir</b> 	Terme localisation 25 % de couts		100 % pertes			
<b>No</b> 	Terme fixe environ 40 % des coûts		50 % pertes localisées	Market splitting / Nordpool	50 % au producteurs via le terme fixe depuis	Partiellement et sauf System balancing
<b>Su</b> 	Terme localisation 34 % des coûts		50 % pertes localisées	Market splitting / Nordpool	Partiellement / System balancing	Partiellement et sauf System balancing
<b>Ro</b> 	40 % des coûts					
<b>Be</b> 			Sauf pertes réseaux > 70 kV		50% réserves	

■ Coûts GRT concernant les producteurs  
 ■ Coûts GRT concernant la demande uniquement  
 ■ Coûts hors scope GRT

**La charge reportée sur les producteurs couvre avant tout les coûts d'infrastructure & maintenance (LT)**

# Modalités de tarification des injections sur le réseau de transport

	Terme puissance ou énergie	Nombre de zones / modalité différenciation	Mise à jour	Exemption / modulation	Amplitude de la charge localisée producteurs	Autre élément
RU 	Puissance	P: 27 producteurs D: 14 demande	Annuelle	Localisation appliquée sur réseaux 32 kV et +	36 € / kW - 6,1 € / kW	Différence intermittent ou non
Ir 	Puissance	P : Tarif par nœud D: Timbre poste	Annuelle	Appliqué > 5 MVA	12,1 € / kW 3,6 € / kW	Pertes différenciées / producteur
No 	Fixe + Energie (pertes)	P & D (pertes) : au point de raccordement Symétrie avec D	fixe : annuelle Energie : hebdomadaire	Non sauf auto consommation	+/- 15% x prix de marché / MWh	
Su 	Puissance (Energie pour les pertes)	P & D: infrastructures & pertes au point de raccordement	Annuelle	Exemption producteurs < 1,5 MVA	5,2 € / kW 1,9 € / kW -2,7 à +3,5€/MWh**	
Ro 	Energie	P : 7 producteurs D : 8 Demande	Annuelle	Exemption producteurs < 5 MVA	Simple au double : 2,7 et 1,3 €/ MWh	
Be* 	Puissance (énergie pour les services système)	Pas de différenciation	N.S.	Exemption prévue <5 MVA mais en fait au dessus aussi	N.S.	

\* : système proposé mais non appliqué

\*\* : +/- 10 % x prix de marché / MWh

**Une charge et un signal fonction de la puissance sont utilisés sur les coûts LT et à l'énergie sur les coûts CT**

# Une différenciation du tarif par type de producteurs (ENR ou non) apparaît au Royaume-Uni

## ❑ Evolution en 2016 du tarif transport (projet Transmit) :






- pour tenir compte du caractère conventionnel ou non de la production raccordée, le tarif zonal existant se déclinera en 2 composantes :
  - "peak security tariff" qui s'appliquera seulement aux producteurs conventionnels
  - « year round tarif » qui s'appliquera à tous les producteurs qu'ils soient conventionnels ou non (ENR)
- **Les producteurs conventionnels paieront donc une surcharge car ils participent plus à la pointe.**
- Le "year round tariff" sera lui-même partagé en deux niveaux :
  - *shared transmission capacity element* moins onéreux
  - *non shared capacity element*, plus onéreux dépend de l'importance de la production ENR dans la zone : **lorsque la production ENR dépasse 50% (calculé sur 5 ans), nécessité d'investir dans des actifs spécifiques ("non partagés »)**
- Conséquence : en moyenne, baisse des tarifs des producteurs intermittents au nord et hausse pour les producteurs au sud.

## ❑ Sur les réseaux de distribution (déjà en application)

Les tarifs sont différents selon le caractère intermittent ou non de la production. Le crédit que reçoivent les producteurs intermittents est 10 fois moindre que les autres.

**Pour Ofgem, importance d'améliorer la réflectivité des coûts fonction des différentes technologies de production, car permet d'internaliser le coût sur le réseau de leur décisions d'investissement**







# Les tarifs d'injection sont généralement fixés à partir des coûts marginaux de long terme

Pays	Qui produit le tarif ?	Modèle transport	Couverture coûts résiduels
RU 	GRT : National Grid	<b>Investment Cost Related Pricing</b> Coût d'un MW incrémental de production ou de demande à un point donné du réseau de transport en termes de besoins de renforcements et maintenance sur les 200 nœuds du réseau.	Réparti de manière uniforme entre les nœuds en suivant la clé 27/73 de partage G/L
Ir 	GRT : Eirgrid	<b>Reverse MW-mile methodology</b> Calcule le coût (investissement et maintenance) à chaque nœud induit par un flux net incrémental. Affecte un coût au producteur s'il crée des besoins en investissement, et un crédit si il crée un flux contraire réduisant ce besoin. Permet d'attribuer 30 % des coûts .	Timbre poste en €/MW réparti entre toutes les unités de production
No 	GRT : Statnett	<b>Calcul de coefficients marginaux de pertes par nœud</b> ex-ante chaque semaine à partir d'un modèle de prévisions opéré par le GRT, essentiellement basé sur la situation hydraulique du pays.	Pour la partie infrastructure et maintenance, un terme fixe est utilisé
Su 	GRT : Svenska Kraftnät	<b>Modèle de simulation du coût incrémental par nœud des flux d'énergie</b> Calcule un coût marginal du flux supplémentaire induit à chaque nœud, en termes d'investissement et maintenance (hors pertes). Ce cout est linéarisé et varie selon la latitude.	Le coût résiduel est une constante correspondant à 45% des coûts, appliquée à chaque nœud
Ro 	GRT : Transelectrica	<b>Modèle simulant l'impact sur chaque nœud d'une injection ou soutirage supplémentaire, en pertes ou en congestions.</b> Les pertes sont le principal générateur de coût (congestions faibles actuellement). A chaque nœud, le coût marginal est la somme des coûts marginaux de pertes et des coûts marginaux de congestions sur base horaire.	Considéré comme un coût moyen réparti uniformément sur les différents nœuds

**Ce sont les GRT qui gèrent le modèle et produisent les résultats**

Les coûts résiduels apparaissent comme la différence entre la somme des coûts marginaux et le revenu autorisé.

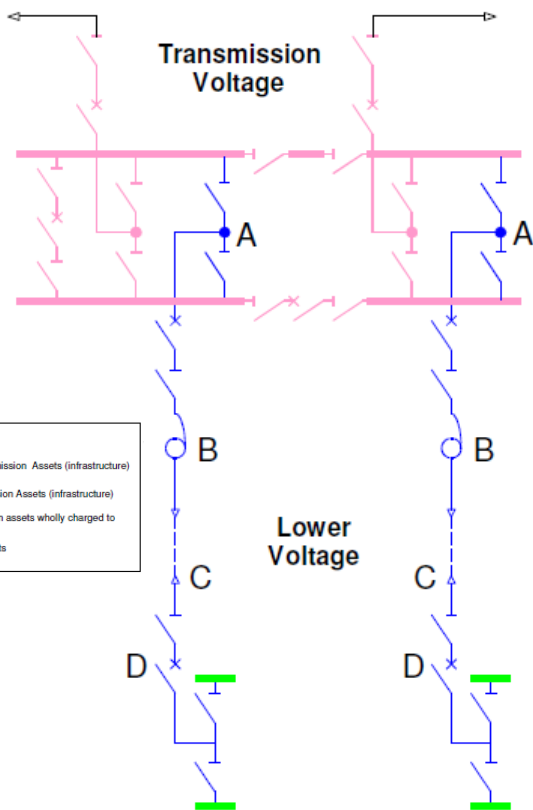
# Pratiques en matière de paiement des raccordements des producteurs

Pays	Transport	Distribution
RU 	<b>Shallow cost</b> : règle du generation only spur. Mise en place du régime « Connect and Manage » : responsabilité du GRT d'assurer la capacité d'accueil.	Passage d'un <b>deep cost</b> (couverture de tous les renforcements jusqu'à un niveau de tension supérieur) à un régime plus « <b>shallow</b> » : paiement pour une part proportionnelle des renforcements en fonction règles de contributions établies.
Ir 	<b>Shallow cost</b> selon la définition des « connection assets ». Peuvent comprendre des renforcements immédiats sur le poste de transport concerné, un nouveau départ...	<b>Shallow cost</b> : les producteurs paient les « shallow assets » en opposition aux « system assets ».
No 	<b>Shallow cost</b> . Basé sur une règle définissant le type de réseau sur lequel on se raccorde : réseau maillé / réseau radial. Le paiement de renforcements est exceptionnel.	<b>Deep cost possible</b> : sur les réseaux de 110 kV à BT, il est possible de faire payer une quote part des renforcements si le réseau de référence est jugé radial.
Su 	Au cas par cas en fonction de l'importance des coûts engendrés par le raccordement, en comparaison avec les nouveaux revenus induits pour le GRT.	<b>Deep cost</b> : paiement du coût de tous les ouvrages de raccordement, y compris pour le renforcement des réseaux amonts. Tous les ouvrages payés par les clients ne peuvent pas entrer dans l'assiette tarif.
Ro 	<b>Semi-deep cost</b> : depuis 2013, le producteur doit payer le coût des travaux pour se raccorder, + quota sur les coûts de renforcement identifiés dans l'étude de raccordement.	En principe la même règle s'applique mais les situations divergent en fonction des capacités sur le réseau
Be 	<b>Shallow cost</b> .	<b>Shallow cost</b> avec même des situations d'exemption sur le coût de raccordement des ENR en Flandre.

**Le shallow cost domine le grand transport. Une participation aux renforcements est plus souvent admise en distribution**

# La notion de « Shallow cost » fait référence à des pratiques différentes d'un GRT à l'autre. Par exemple :

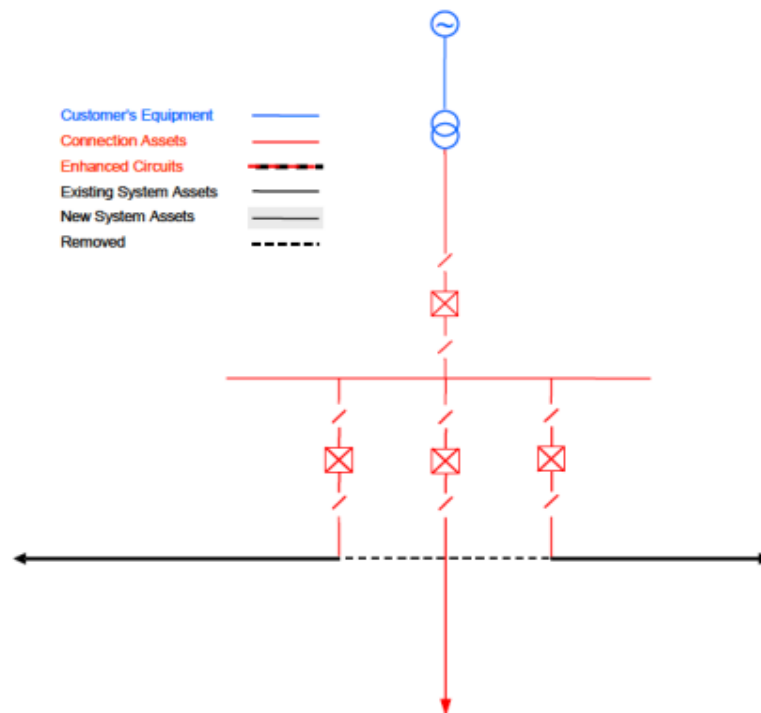
« Shallow cost » Royaume Uni



Le client ne s'acquitte que du coût des actifs en bleu : A, B, C, D.

« Shallow cost » Irlande

↳ - Looped Station with an additional connection circuit



Le client s'acquitte du coût des actifs en rouge « connection assets »

1

**Vue d'ensemble des systèmes tarifaires**

2

**Description des systèmes tarifaires et leurs signaux**







3

**Synthèse**

4

**Annexe : résultats du benchmark – analyse par pays**





## Retour d'expérience sur l'efficacité des signaux mis en place

	Date	Transport	Distribution
RU 	T : 1994 D : 2012	Bonne capacité du signal à refléter les coûts, simple à administrer, stable. Pas d'évaluation véritable des gains en termes investissements réseau ou localisation production	Trop récent
Ir 	2003	Pas considéré comme vraiment efficace par le régulateur car il n'est assez puissant. Trop de coûts mutualisés.	ND
No 	1999	Signal prix de marché (market splitting) efficace pour optimiser le dispatching. Pas d'évaluation des effets long terme.	ND
Su 	1997	Régulateur favorable en raison de la capacité à refléter les coûts, permettant de mieux optimiser les investissements en réseau et l'exploitation du système. Ne change pas pour autant les décisions de localisation des producteurs.	
Ro 	1999	Le but du signal est d'impulser une meilleure répartition de la production et une baisse des pertes : n'a pas atteint son objectif finalement, car les producteurs privilégient la localisation en fonction des ressources. Les pertes ont augmenté.	
Bel 	T : 2007 D : 2003	Simple timbre souhaité mais forte aversion des producteurs en raison de la perte de compétitivité dans un marché très concurrentiel.	Tarif d'injection nécessaire pour contrebalancer l'effet de l'auto-consommation sur la couverture des coûts de réseau

**Les systèmes mis en place ont permis de mieux refléter les coûts mais se sont avérés insuffisants pour influencer sur la localisation des unités de production.**



# Retour d'expérience sur les modalités de mise en place des signaux

	Facteurs succès pour la mise en place	Traitement des producteurs
RU 	Consultation et concertation très large, délais de mise en œuvre importants pour que les acteurs puissent anticiper les changements des règles du jeu.	Transport : traitement identique de tous les producteurs pour la non discrimination en matière de réfectivité des coûts. <b>Exemption en distribution des producteurs raccordés avant 2005.</b>
Ir 	Les charges producteurs sont favorables à ceux qui réduisent ou reportent les investissements = bonne acceptation	Traitement des producteurs de manière uniforme. Mais les charges élevées concernaient surtout quelques producteurs ENR couteux en réseau.
No 	Mis en place en 1999, lors du premier « Energy Act » qui prévoyait la réfectivité des coûts.	Traitement des producteurs de manière uniforme.
Su 	Mise en œuvre lors de l'ouverture du marché. L'Energy Act prévoyait réfectivité des coûts et signaux à localisation. Les producteurs sont structurellement exportateurs, d'où acceptation. Mais part producteurs revue à la baisse en 2003 car problème de compétitivité.	Traitement uniforme de tous les producteurs pour la non discrimination en matière de réfectivité des coûts.
Ro 	Tous les producteurs étaient publics à l'époque de la mise en œuvre du tarif qui leur a été imposé.	Traitement uniforme des anciens et nouveaux producteurs sans opposition .
Bel 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réfectivité des coûts nécessaire (terme injection).</li> <li>• Mais marché très concurrentiel amène les producteurs à s'opposer.</li> <li>• Importance de river la composante LT à la puissance</li> </ul>	N.S.

**Pour un tel changement, un facteur clé de succès est l'importance du processus de consultation**

1

**Vue d'ensemble des systèmes tarifaires**

2

**Description des systèmes tarifaires et leurs signaux**

3

**Synthèse**

4

**Annexe : résultats du benchmark – analyse par pays**

## Transport – Tarifs / injection producteurs

- Les producteurs sur le réseau transport s'acquittent de **27 %** des coûts d'infrastructures et maintenance du transport. + **50 % des charges système** (congestions, pertes réseau, services système).
- Il existe deux composantes tarifaires applicables aux injections :
  - **Une composante à la puissance souscrite**, qui couvre les charges d'infrastructures et de maintenance. Voir mode de calcul ci-contre.
  - **Une composante à l'énergie** qui couvre les charges système qui sont répercutées pour 50% sur les producteurs sans différence géographique.

## Transport – Raccordements producteurs

- Sur le transport, les producteurs sont soumis à un **régime Shallow Cost**: Ils ne paient que les charges relatives au besoin de l'évacuation de leur production, sans contribution aux renforcements à l'amont sur le réseau (règle du generation only spur).

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

- Il existe 14 zones distributeurs, avec un tarif différent en fonction des coûts.
- Tous les producteurs s'acquittent d'un tarif d'utilisation du réseau. Ce tarif est différent par niveau de tension et est en général négatif (un crédit) pour compenser les gains engendrés par les producteurs sur les réseaux. Ces crédits sont différents selon le caractère intermittent ou non de la production.
- En MT et BT, il n'y a pas différence selon la localisation des producteurs.
- En revanche pour les réseaux de 33 à 132 kV, les charges (crédits) sont différenciés par site de raccordement.
- Les producteurs connectés avant 2005 sont exemptés du tarif.

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

### Signal long terme par zone de production :

La composante à l'énergie ne comporte pas de signal géographique (uniforme sur le territoire).

- La composante tarifaire fonction de la puissance installée des producteurs est différenciée par zone sur le territoire des GRT : **27 zones au total**.
- Le tarif peut être positif ou négatif : ils sont élevés au nord disposant de surplus de production et négatifs au sud où la consommation est élevée.
- Cette composante est construite de manière à refléter l'impact des producteurs sur les infrastructures réseau dans les différentes parties du pays ('cost reflective' methodology). Pour cela un modèle (Investment Cost Related Pricing : ICRP) calcule l'impact de 1 MW supplémentaire de production (ou soutirage) sur les 200 nœuds du réseau en termes de besoins de renforcements.
- A partir d'avril 2016, Ofgem va introduire dans ce tarif injections une différenciation en fonction du type de producteur (intermittent ou non), pour tenir compte de leur influence différente en investissements réseau.

## Distribution / transport régional – raccordements

- La règle a longtemps été que les producteurs raccordés aux réseaux de distribution s'acquittaient de charges de raccordement couvrant tous les renforcements jusqu'à un niveau de tension au dessus du raccordement. Un droit de suite était prévu lorsque de nouveaux arrivants utilisaient les actifs ainsi financés.
- En 2005, cette règle a été allégée. Les nouveaux producteurs doivent payer seulement pour une part proportionnelle des renforcements en fonction de règles de contributions établies.

## Transport (400, 220 kV) – Tarifs / injection producteurs

- **33 % des charges du transport couvertes par les producteurs** : prend en compte les coûts d'infrastructure et les pertes réseau qu'ils engendrent. Les producteurs s'acquittent de deux composantes :
  - 1 composante selon la puissance souscrite annuellement pour couvrir une partie des coûts d'infrastructure
  - 1 composante selon l'énergie injectée pour refléter le coût des pertes engendrées par le raccordement
- L'objectif est de prendre en compte les coûts de réseau engendrés par la concentration de la production au nord et de la consommation au sud.

## Transport – Raccordements producteurs

**Deep cost possible selon le cas, rarement appliqué en transport.**

- Sur le réseau de transport national, le GRT supporte les renforcements du réseau liés à l'installation de ses nouveaux clients tant que ces coûts seront couverts par les suppléments de revenus engendrés.
- Si ces raccordements engendrent des coûts qui ne pourront pas être couverts par les revenus supplémentaires, SVK peut facturer ces investissements à travers les charges de premier raccordement.

## Transport régional / Distribution – signaux réseau et autres

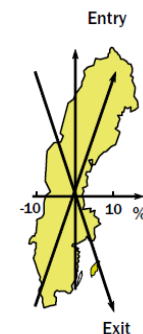
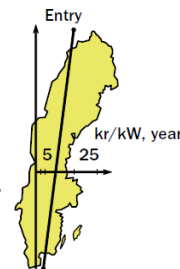
- Principes du tarif au point de raccordement du transport national dupliqué sur les réseaux de tension inférieure (réseaux régionaux surtout) : composante puissance par point raccordement.
- Depuis 2013, existence d'une composante énergie fixe par le biais d'un tarif négatif (en €/MWh) pour les pertes réseau par les injections des producteurs. permises
- Les unités < 1500 kW sont exemptées du tarif d'utilisation.
- Les tarifs de distribution ne sont pas géographiquement différenciés.

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

### Signaux court et long terme / point de raccordement

Trois niveaux de signaux prix de localisation pour les producteurs raccordés au transport :

- Un **signal de long terme** caractérisé par un terme à la puissance décliné sur le territoire selon la latitude du point de raccordement. Il pénalise les producteurs situés au nord, loin de la demande et avantage ceux situés au sud.
- Un **signal de court terme** sur le terme sur l'énergie injectée calculé selon des coefficients de pertes marginales différents par points de raccordements, déclinés en fonction de la latitude : les coefficients sont élevés au nord et négatifs au sud pour les producteurs.
- Un **signal par le marché Nord pool** : des zones de prix décorrélés (« market splitting », jusqu'à 4 en Suède) peuvent exister à l'apparition de congestions lors des échanges sur le marché. Le différentiel de prix doit permettre de résoudre la congestion. Un mécanisme complémentaire le « counter trading » (redispatching) permet au GRT de résoudre complètement les congestions.



## Distribution / transport régional – raccordements

### Transport régional : Deep cost

- Les nouveaux clients doivent s'acquitter du coût de tous les ouvrages nécessaires à leur raccordement, y compris pour le renforcement des réseaux amonts. Une part correspondante aux réseaux amonts doit être incluse en fonction de la part de puissance à installer.
- **Distribution** : Jusqu'à 25 A, application d'un modèle standard de facturation, au delà, le coût dépend du projet et réseau.

## Transport – Tarifs / injection producteurs

- **35 à 40 % des charges du transport couvertes par les producteurs (infrastructures, maintenance + pertes réellement induites).**

Le tarif d'utilisation des réseaux comprend pour les producteurs raccordés au transport national une composante fixe et une composante variable :

- **Composante fixe** : exprimée en €/MWh injectés, calculés à partir de la production moyenne des 10 années précédentes. Elle couvre partie des coûts d'infrastructure. Cette composante a augmenté de 30% en 2014 suite à l'introduction d'un terme supplémentaire couvrant 50% des services système (à charge des producteurs).
- **Composante variable** fonction de l'énergie injectée pour refléter le coût des pertes engendrées par le raccordement .

## Transport – Raccordements producteurs

Le GRT ne facture pas les renforcements amonts (**shallow cost**) en général sur les réseaux maillés.

L'objectif est cependant de rendre le client responsable des coûts provoqués sur le réseau existant (NVE report 2012) et les GR peuvent exiger une contribution pour ces renforcements si le client se raccorde à un réseau radial

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

Mêmes règles tarifaires appliquées aux réseaux avals :

- contribution fixe (uniforme). La part fixe est identique à celle du transport.
- un signal basé sur les pertes marginales différenciées en fonction de la localisation.

A noter qu'il existe une vingtaine de réseaux de transport régional et 150 gestionnaires de réseaux de distribution, disposant de tarifs propres, en conformité avec les règles nationales.

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

### Signal court terme par point de raccordement

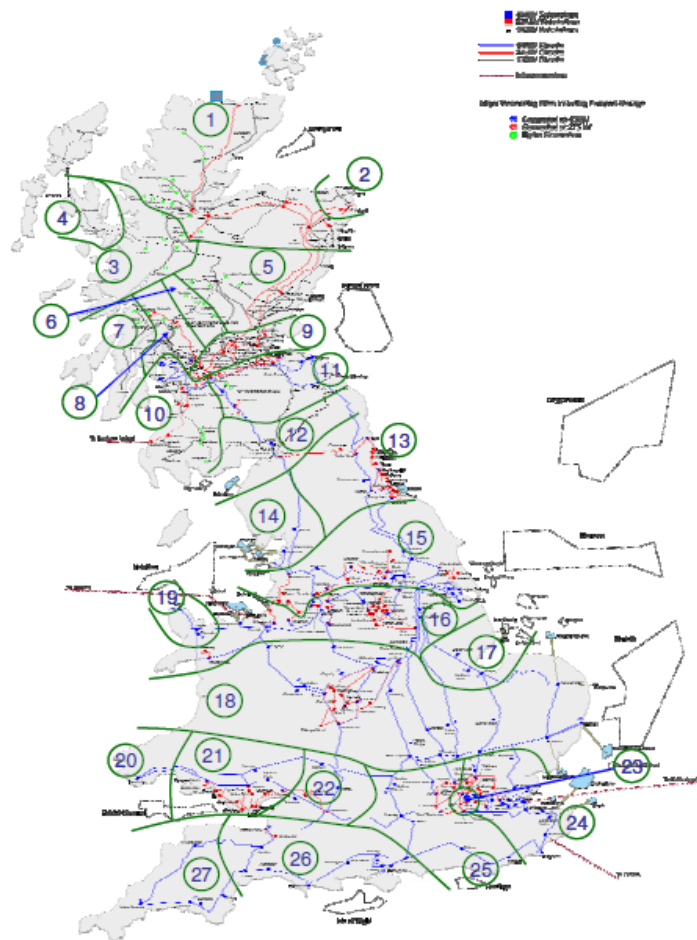
- La composante fixe ne comporte aucune différenciation géographique.
- Il existe alors deux types de signaux à la localisation des producteurs :
  - le **terme fonction de l'énergie** injectée est calculé en fonction de coefficients de pertes marginales différents par point de raccordements et les prix de l'énergie pour compenser les pertes. Ils sont différenciés de manière horosaisonnaire également. Chaque GRT et GRD publie leurs coefficients marginaux de perte. Sur le réseau de transport national, ils varient entre +15% et – 15%. Ils peuvent donc être négatifs, c'est-à-dire compenser le producteur pour sa contribution à une réduction des pertes système.
  - Un **signal par le marché Nord Pool** : des zones de prix décorrélés (« market splitting », jusqu'à 5 sur le territoire norvégien) peuvent exister lors de l'apparition de congestions lors des échanges. Le différentiel de prix alors produit doit permettre de résoudre la congestion. Un mécanisme complémentaire le « counter trading » permet au GRT de résoudre complètement les congestions constatées

## Distribution / transport régional – raccordements

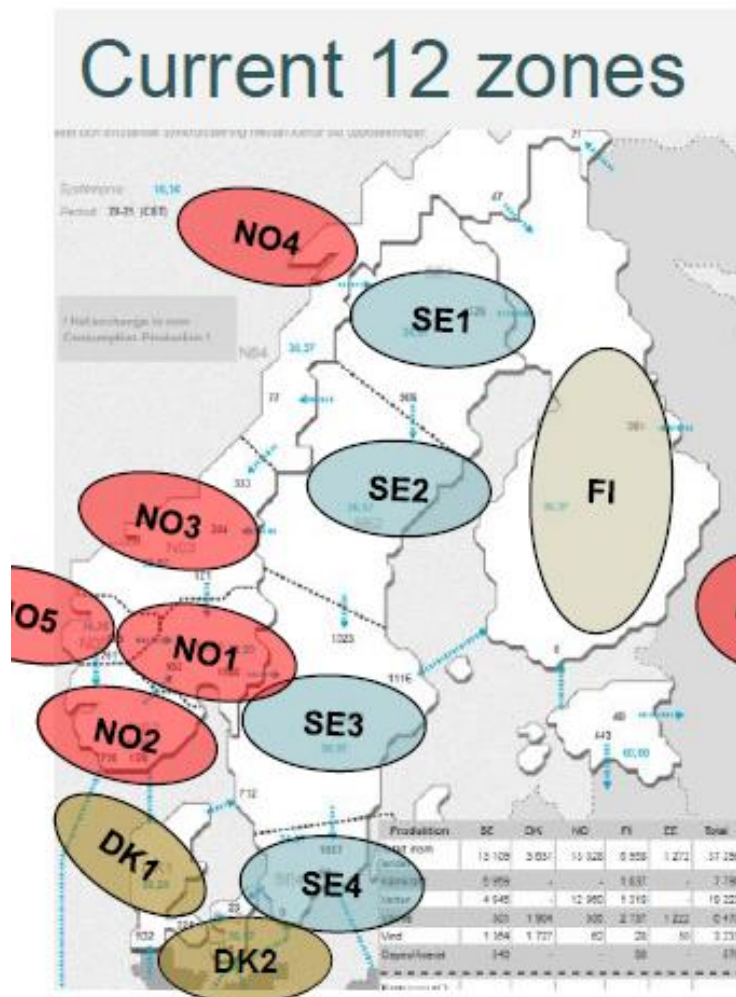
- La règle valable pour le réseau de transport national est valable aussi au niveau distribution et réseaux régionaux :
  - Le raccordement sur un réseau maillé ne fait l'objet d'une contribution aux renforcements amont qu'exceptionnellement.
  - En revanche, le gestionnaire de réseau peut demander une contribution pour des renforcements sur un réseau radial
- Toutefois, l'application des définitions réglementaires pour identifier un réseau radial reste problématique.

# Zones tarifaire UK et zone de prix marché nordique

Zones tarifaire Grande Bretagne Transport G-Charges



Zones de prix marché nordique



## Transport – Tarifs / injection producteurs

- **25 % des charges du transport (infrastructures maintenance) couvertes par les producteurs.**
- Ces coûts sont recouverts par le biais d'une composante fonction de la puissance raccordée modulée par point de raccordement. Voir méthode ci-contre.
- En outre, les producteurs supportent 100% du coût des pertes qui sont réglées via le marché et non par le GRT.

## Transport – Raccordements producteurs

- Les producteurs raccordés au réseau de transport sont soumis à des charges que l'on peut qualifier de Shallow.
- Toutefois la facture peut comprendre des renforcements immédiats sur le poste de transport concerné, possiblement un nouveau départ nécessaire à l'évacuation de la production (cf Transmission connection charging statement methodology statement Eirgrid, 2008).

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

- Signal de localisation du transport également appliqué aux producteurs sur les réseaux de distribution, qui payent donc un terme spécifique à chaque site, le GTUoS.
- Les producteurs d'une puissance inférieure à 5 MW en sont exemptés : leur locational capacity charge est fixée à 0.
- En outre tous les producteurs sur le réseau de distribution payent un terme non localisé, le GDUoS, fonction de l'énergie injectée.

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

### Signal tarifaire long terme de type nodal

### Avec complément court terme (sur les pertes) de type nodal

- **Composante fonction de la puissance raccordée différenciée par point de raccordement sur le territoire.**

Pour la calculer, une méthode dite "reverse MW-mile methodology" est utilisée. Elle calcule le coût de chaque ligne sur la base d'un flux net incrémental. Elle affecte un coût au producteur s'il renforce les besoins en investissement, et un crédit si il crée un flux contraire, car il réduit le besoin en investissement. Cette méthode permet d'attribuer 30 % des coûts au maximum, les 70 % restant sont alors affectés de manière uniforme à tous les producteurs.

- Un **second signal de localisation** pour les producteurs par le biais de **l'attribution du coût des pertes** : des coefficients de pertes marginales sont calculés pour chaque point d'injection. Ces coefficients sont déclinés de manière horosaisonnaire. Ils traduisent la contribution de chaque producteur aux pertes réseau.

## Distribution / transport régional – raccordements

- Sur les réseaux de distribution, les coûts de raccordement des producteurs sont facturés sur une base « shallow cost » (CER 2011) : les producteurs paient les shallow assets qui peuvent comprendre des composants du poste distribution qui accueille le raccordement.
- Les ouvrages de renforcements sont réputés être socialisés.
- Mais dans la pratique, il existe des difficultés d'application et des différences entre les régions du pays, notamment là où les réseaux sont faibles.

# Roumanie

## Transport – Tarifs / injection producteurs

- Part des charges de transport appliquées aux producteurs : 40 % des coûts du transport hors services système
  - Les producteurs s'acquittent d'une composante unique fonction de l'énergie injectée sur le réseau, en moyenne de 2,2 €/MWh, variant entre 2,7 et 1,3 €/MWh, fixée annuellement.
- Note : la composante G a été éliminée en 2013 pour les imports / export.

## Transport – Raccordements producteurs

### Approche de type semi Deep cost depuis 2013

Depuis 2013, l'utilisateur doit payer le coût effectif des travaux pour raccorder directement l'installation de production, ainsi qu'un quota sur les coûts de renforcement identifiés à partir de l'étude de raccordement. Le quota est fixé par MW et différencié par niveau de tension. Il est calculé en considérant les 2 ouvrages (éléments) de réseau en amont du point de raccordement du producteur.

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

- Les tarifs de distribution sont monômes (lei/MWh) et uniquement différenciés selon le niveau de tension (110 kV, MT, BT) et par GRD.
- Cependant, les producteurs de plus 5 MW, raccordés au réseau de distribution, paient le même tarif (zonal) que ceux raccordés au transport. Ils paient le tarif du transport au GRT. En dessous de 5 MW, ils sont exonérés.

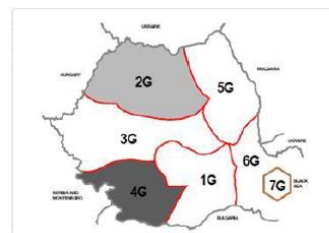
Il est envisagé d'introduire une « capacity tax » qui s'appliquerait tant aux producteurs qu'aux consommateurs.

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

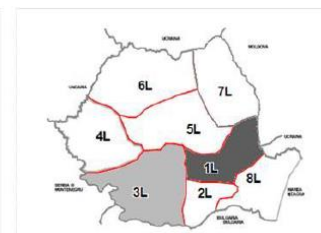
Signal à la localisation de type Zonal pour les producteurs du réseau de transport appliqué à l'énergie injectée.

- La composante injections du tarif est différenciée entre 7 zones du territoire national. Elle varie du simple au double entre la zone la plus en pénurie de capacité et celle en excès.

Le tarif diffère en fait par zone en fonction de l'impact sur le réseau des injections / soutirages à chaque nœud. Cet impact est exprimé en coût marginal de pertes et congestions. Ces coûts marginaux ne couvrent pas l'intégralité des coûts et le coût moyen complémentaire est réparti entre les nœuds uniformément.



4G – highest G tariff (excess generation area)  
2G – lowest G tariff (deficit generation area)



3L – lowest L tariff (deficit load area)  
1L – highest L tariff (excess load area)

## Distribution / transport régional – raccordements

- Sur les réseaux de distribution, les mêmes règles s'appliquent.
- Les réseaux de distribution manquent de capacité d'accueil. Le gestionnaire de réseau reste en droit de demander un financement des expansions / renforcements de réseau; la pratique est de partager les coûts liés aux nouveaux raccordements en termes de renforcements entre les nouveaux producteurs au sein d'une même région. *Source : rapport RES integration Eclareon*



## Transport – Tarifs / injection producteurs

La réglementation permet à Elia d'appliquer un terme d'injection dans ses tarifs depuis 2007, mais il ne l'a pas fait jusqu'en 2012.

**En 2012, deux termes ont été introduits :**

- tarif d'injection pour l'utilisation du réseau, à la puissance (mais permettant de respecter le niveau de 0,5€/MWh).
- tarif sur les services auxiliaires.

**Toutefois en 2013, ces tarifs ont été temporairement suspendus jusqu'en 2015 suite à recours des producteurs.**

Indépendamment de cette évolution, le GRT (Elia) a mis en place une facturation des unités de production locales, c'est-à-dire les unités dont le point d'injection est identique au point de prélèvement. Elle recouvre deux éléments :

- composante gestion du système (tarif dépendant du niveau de tension) : de € 0,54/MWh (réseau 380/220/150 kV) à €1,29 /MWh (sortie vers MT)
- Services auxiliaires : équilibrage, réglage de la tension et énergie réactive de € 0,96 / MWh (réseau 380/220/150 kV) à € 0,97 / MWh

Elle s'applique sur la « puissance brute limitée » : seule la puissance supérieure à 25 MW est prise en compte non nette.

## Transport – raccordements producteurs

Approche de type "shallow cost "

Les coûts de renforcement quels qu'ils soient sont socialisés via le tarif d'Elia.

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

**Il n'existe pas de signal tarifaire à la localisation des producteurs raccordés au réseau de transport en Belgique.**

**Il n'y a pas d'objectif de signal de localisation ni en transport, ni en distribution. La taille du pays et le maillage du réseau ne les justifient pas.**

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

Dans les principes, les tarifs injections des GRD comprennent :

- Un tarif de base d'utilisation du réseau (€ / kW), cependant, exonération sauf > 5MW et si 'coûts supplémentaires considérables'
- une composante gestion du système (€/kWh)
- une composante mesure et comptage (€/an)
- une composante services auxiliaires – Pertes du réseau – prélèvement – surcharges (€/kWh).

Chacun des GRD définit un tarif pour ces composantes. En pratique les GRD n'ont pas défini de tarif de base et les autres composantes sont négligeables.

## Distribution / transport régional – raccordements

Principe du shallow cost également.

Un ensemble d'exonérations existent en Flandre pour les ENR, qui amène une socialisation d'une partie de leurs coûts de raccordements, notamment pour les unités de cogénération de moins de 5 MW.

## Transport – Tarifs / injection producteurs

- **Part des charges de transport appliquées aux producteurs : 17 %** (Source : ENTSO 2014)
- Il s'agit d'une composante uniforme sur le territoire en fonction de l'énergie injectée. Elle s'élève à 0,85 € / MWh pour 2014.

## Transport – Raccordements producteurs

Sur le transport, les producteurs paient un shallow cost dans la mesure où le GRT sera en charge des renforcements nécessaires sur son réseau.

Une nouvelle règle est en cours d'application : facturation d'une charge de raccordement fixe, différente par niveau de tension qui correspond au coût généralement engendré sur ce type de raccordement. Par exemple, 2M€ pour le raccordement à un poste 400 kV déjà existant. Cependant des ouvrages amonts immédiatement liés à l'installation peuvent encore être facturés, comme la création d'un nouveau poste auquel il est connecté.

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

- Une charge fixe est appliquée aux producteurs de la même manière qu'en transport, plafonnée (0,7 € / MWh).
- Les producteurs de 1 MW et moins en sont exemptés
- Il n'y a donc pas de signal tarifaire à la localisation sur les réseaux de distribution

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

**Pas de signal à la localisation pour les producteurs raccordés au réseau de transport.**

**Il n'y a pas non plus de signal associé au marché Nord pool interne à la Finlande, le pays constituant une zone unique de marché (pas de mécanisme market splitting)**

## Distribution / transport régional – raccordements

- Pour les producteurs de moins de 2 MVA, shallow cost : aucune charge de renforcement ne peut être facturée (depuis 2008)
- Pour les producteurs de plus de 2 MVA, jusqu'à 2012, il n'y avait pas de définition légale des coûts de raccordements des producteurs aux réseaux de distribution et les pratiques étaient variables d'un GRD à l'autre. Mais en 2012, un terme fixe a en principe été introduit (25 €/kW) (TEM, Energiamarkkinavirasto 2011).

# Danemark

## Transport – Tarifs / injection producteurs

- **Part des charges de transport appliquées aux producteurs : 4 %** (Source : ENTSO 2014) .
- Depuis 2007, il existe un tarif transport unique au Danemark.
- Un terme fixe fonction de l'énergie est collecté (0,3 € / MWh actuellement). Il couvre une portion des charges en conformité avec les règles nordiques.
- Les producteurs éoliens et CHP locales en obligation d'achat sont exemptés.

## Transport – Raccordements producteurs

Approche Shallow cost :

Les coûts de renforcement sont en général socialisés et il n'y a pas de différenciation géographique, ni entre type de clients (GRD, Producteurs, consommateurs).

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

- La même charge s'applique aux producteurs raccordés sur les réseaux de distribution.
- Il n'y a pas de signal tarif en fonction de la localisation sur les réseaux de distribution.
- La base de facture est la production nette ce qui favorise l'auto-production.

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

**Pas de signal à la localisation pour les producteurs raccordés au réseau de transport.**

**Signal marché sur base des congestions :**

- Sur le marché Nordpool, le Danemark peut être divisé en deux zones distinctes (Est et Ouest) lors de l'apparition de congestions. Pendant les échanges sur le marché, le différentiel de prix alors produit doit permettre de résoudre les congestions entre les deux zones. Un mécanisme complémentaire le « counter trading » permet au GRT de résoudre complètement les congestions résiduelles.

## Distribution / transport régional – raccordements

- La même règle du shallow cost s'applique sur les réseaux de distribution.
- Les renforcements éventuels sont pris en charge par le gestionnaire de réseau (§ 67 Act on Electricity Supply).
- Les coûts de raccordement sont plafonnés de manière à ce qu'il n'excède pas celui d'un raccordement sur le réseau 10-20 kV.
- Une règle spécifique s'applique pour l'éolien terrestre : les coûts doivent être partagés entre l'opérateur de réseau et les producteurs.

## Transport – Tarifs / injection producteurs

### Part des charges de transport appliquées aux producteurs : 32% (ENTSOE)

Elle couvre une partie des pertes et les services système (réserves).

Le tarif de transport autrichien comprend 6 composantes : 1. utilisation du système ; 2. charge pour pertes système ; 3. charge « system provision » (expansion du système) ; 4. charges de services système ; 5. charge de comptage ; 6. charge pour services supplémentaires.

Parmi ces charges, les producteurs s'acquittent en fonction de l'énergie injectée :

- La charge pour les services système : uniforme sur le territoire de 0,1630 cent/kWh en 2014. Elle concerne toutes les unités de plus de 5 MW.
- Une quote part de la charge pour les pertes (0,053 cent/kWh pour les réseaux 220 kV). Elle est acquittée également par les soutirages.

## Transport – Raccordements producteurs

Selon l'Electricity market Act 2010 (section 52 EIWOG), tous les coûts de renforcement doivent être répercutés sur le consommateur final. Seuls les coûts de raccordement directs sont facturables. Mais les charges de raccordement doivent aussi être 'cost reflective'

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

### Signal régional de court terme caractérisé par un coût des pertes différencié par zone réseau

Le coût des pertes partagé entre les producteurs et les consommateurs est différencié par niveau de tension et entre 15 zones géographiques de réseau (à partir de 110 kV et en dessous : distribution).

*Notes : la charge payée par les producteurs pour les services systèmes est uniforme sur le territoire.*

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

- Sur les réseaux de distribution également, les producteurs de plus de 5 MW s'acquittent de la charge pour les services système, sans différenciation.
- Identiquement au transport, ils doivent s'acquitter d'un tarif pour le coût des pertes différencié par niveau de tension et zone réseau (15 au total).
- *Note presse : l'Autriche a imposé récemment une charge 1,5 ct/kWh sur les productions photovoltaïques non exportées sur le réseau mais auto-consommées. (« grid levy »).*

## Distribution / transport régional – raccordements

- La règle pour le transport s'applique en distribution : shallow costs, en principe.
- Les coûts de renforcement nécessaires pour des raccordements, notamment de producteurs doivent être supportés par le GRD et in fine par le consommateur (sections 7, 55 EIWOG, + SNT-VO 2010).
- En réalité, la facturation des renforcements aux producteurs et extensions jusqu'au niveau de réseau suivant est habituellement appliquée et tolérée (RES integration, Eclareon for DG Energy 2011).

# Portugal

## Transport – Tarifs / injection producteurs

- **Part des charges de transport appliquées aux producteurs : 7% (ENTSO).**  
Composante appliquée dans le cadre d'une harmonisation avec l'Espagne.
- Les producteurs raccordés au réseau de transport s'acquittent d'une charge de 0,42 €/MWh en fonction de l'énergie injectée en heures creuses et 0,55 €/MWh hors heures creuses.

## Transport – Raccordements producteurs

- Les besoins en réseau des nouveaux producteurs sont définis dans les plans de développement et document "Network Characterization", selon le Decret loi nº 215A and 215B/2012 du 8 octobre. Le coût de ces ouvrages est donc socialisé et n'entre pas le périmètre des ouvrages directement facturés aux producteurs. Pas de différence géographique pour ces coûts (source : ENTSOE).

## Analyse des signaux de localisation aux producteurs

**Pas de signal à la localisation des producteurs sur le réseau de transport**

## Distribution / transport régional – signaux réseau et autres

## Distribution / transport régional – raccordements

Les coûts de renforcement associés à l'arrivée des producteurs sont passés sur les consommateurs (art. 7 of DL 312/2001). Toutefois lorsque un producteur souhaite se raccorder en situation d'insuffisance de capacité, il y a 2 possibilités : Il attend les renforcements que le gestionnaire de réseau doit programmer, ou il participe dans les coûts d'expansion nécessaires (articles 6 and 12 of DL 312/2001).

# Analyse des tarifs d'injection en transport : Importance et finalités

Pays	Niveau tension Transport	Part G charge	Tarifs réseau producteurs			Méthode de calcul / Couverture			
			Energie (€/MWh)	Puissance (€/kW)	Forfait	% coût total	Coûts spécifiques	Coûts implicitement induits producteurs	Autre
AT	380, 220 kV ; partie 110 kV	32%*	2,03				Part Pertes (0,5) + services système(1,53)		
BE	380; 220 ; 150 ; 70 ; 36-30 kV	7%*	0,95 suspendu => 2015				Services système (0,95) + gestion système		
DK	400 ; 150/132 kV	4%*	0,4			Pour couvrir 2-5% du revenu tarif			
ES	400, 220 kV	10% (hors pertes)	0,5			Une charge d'accès G + une contribution pour financer l'opérateur système			
FI	400; 220; 110 kV	17%*	0,85 € yc distribution			Charges utilisation selon les règles Nordiques & EU			
FR	400, 220, 150, 90 & 63 kV	2%*	0/0,19				inter-TSO compensation		
GB	400, 275 kV	27% TNUoS 50% BSUoS	0,38	16,4/27,06			50% équilibrage et pertes	Coût long terme incrementaux	
IR	400kV, 220kV partie 110kV	25% (hors p&SS)	Pertes	4,1/10,5			100 % pertes	Coûts de long terme aux nœuds	
NO	420, 300, par of 132 kV	35%- 40%*	Coeff perte / noeud		1,5 €/MWh en 2014		Pertes +/-15% nodal & congestions (marché)	Part fixe selon production	
PT	400, 220, 150 kV	7% (hors p)	0,43/0,55						X
RO	750, 400, 220 kV	40% (hors SS)	1,12/2,29					Coût marginal de transport	
SE	400, 220 kV	33% (hors p)	0,41€/MWh loss coeff + congestion	2,5/6,3			Pertes & congestions	30% des coûts O&M et amortissements	

(\*) Base : ensemble des coûts

# Analyse des signaux tarifaires transport en Europe

Pays	Part des charges transport couvertes	Variation des tarifs transport			Coûts des premiers raccordements		
		G fonction Localisation	Heure ou saison pour G	Niveau tension G	shallow	Shallowish	Deep
AT	32%*			X	Négocié au cas par cas		
BE	7%*				Exemption <5 MW		
DK	4%*	Market splitting : 2 zones			Voir super shallow, même règles L/G/D		
ES	10% (hors pertes)	Market splitting Mibel	Pointe ou non		Shallow, contribution possible au poste avec droit de suite		
FI	17%*				Coûts standards Même règle L/G/D		
FR	2%*			X		X	
GB	27% TNUoS 50% BSUoS	27 zones			Règle <i>generation only spur</i>		
IR	25% (hors p&SS)	Nodal ( <i>reverse MW Mile methodology</i> )	Pertes : coeff marg			Partie actifs « deep »	
NO	35%- 40%*	Pertes: nodal; Congest : zonal	Via pertes		<i>Asset responsibility rule</i>		
PT	7% (hors p)	Sur Mibel : Market splitting et FTS	Pointe ou non		Négocié cas par cas		
RO	40% (hors SS)	7 zones					Partage coûts producteurs
SE	33% (hors p)	Nodal (pertes) + market splitting	Via coeff pertes			Cas par cas selon utilité des actifs	

(\*) Base : ensemble des coûts




« Shallow » : les producteurs ne paient pas les coûts de renforcement, parfois qu'une partie des ouvrages dédiés au raccordement

« Shallowish » : les producteurs supportent le coût des ouvrages dédiés au raccordement et une partie des renforcements amonts

« Deep » : les producteurs supportent le coût des ouvrages dédiés au raccordement et les renforcements des réseaux amonts

# Mode de recouvrement des charges de transport

Pays	O&M	Pertes	Services système : réserves	Services système : congestions internes	Equilibre système
AT					
BE					
DK					
ES			OS		
FI					
FR					
GB					
IR					
NO					
PT					
RO					
SE					

 Couvert par le GRT	 Couvert par le Marché	 Autre
--	---	---



# Synthèse des signaux tarifaires transport

Pays	Part du tarif d'injection du transport	Signal de localisation					
		Signal tarif usage réseau long terme		Signal tarif usage réseau zonal court terme	Prix marché (zonal)	Raccordement « Deep cost » ou « shallowish »	Autre
		Nodal	Zonal	Nodal ou zonal (€ / MWh)			
Grande Bretagne	Transport : 27% Equilibrage : 50%		X				
Irlande	25 % (hors P & SS)	X					X (pertes, hors tarif)
Danemark	4 %				X (2 zones)		
Finlande	17 %						
Suède	33 % (hors pertes)	X		X	X	X	
Norvège	35 - 40% (yc pertes)			X	X	X	
Roumanie	40 % (hors SS)			X		X	
Portugal	7 %			FTR			

Orange : pays disposant d'un signal significatif

« Shallow » : les producteurs ne paient pas les coûts de renforcement, parfois qu'une partie des ouvrages dédiés au raccordement







« Shallowish » : les producteurs supportent le coût des ouvrages dédiés au raccordement et une partie des renforcements amonts

« Deep » : les producteurs supportent le coût des ouvrages dédiés au raccordement et les renforcements des réseaux amonts

# Analyse des tarifs d'injection et signaux tarifaires en distribution

Pays	Niveau de tension	Signal de localisation			
		Tarif injection	Signal tarifaire localisation	Signal Raccordement	Autre signal producteurs / autre information
<b>Grande Bretagne</b>	132, 66, 33 kV à BT	Oui	Oui	Semi deep : un niveau de tension au dessus	Exemption Use of System Charges des producteurs raccordés au RD avant 2005
<b>Irlande</b>	110, 66, 45, 36 kV à BT	Oui, installations de 5 MVA ou plus	Oui	Shallow	
<b>Danemark</b>	60, 33 kV à BT	Oui (sauf obligation d'achat)	Non	Shallow	
<b>Finlande</b>	110, 20 kV à BT	Oui	Non	Shallow	Exemption des producteurs de 1 MVA et moins au tarif
<b>Suède</b>	Trans reg : 130 - 70 - 40 kV	Oui	Oui	Deep	Petits producteurs (< 1500 kV) ne payent pas un tarif d'injection, seulement charge admin.
	Dist : 20 à BT				
<b>Norvège</b>	Trans reg : 132 60 kV	Oui	Oui	Shallowish	
	Dist : 20 à BT	Oui	Oui	Shallowish	
<b>Roumanie</b>	110 - 6 / 10 / 20 kV à BT	Non	Non	Shallowish	
<b>Portugal</b>	60-30-15-10 kV - BT	Oui	Non	Shallow	
<b>Belgique</b>	<30 kV - BT	Oui	Oui différent par GRD	Shallow	Exonération <5 MW
<b>Autriche</b>	< 110 kV – BT	Oui	Oui via pertes	Shallow dans les principes	Exonération <5 MW

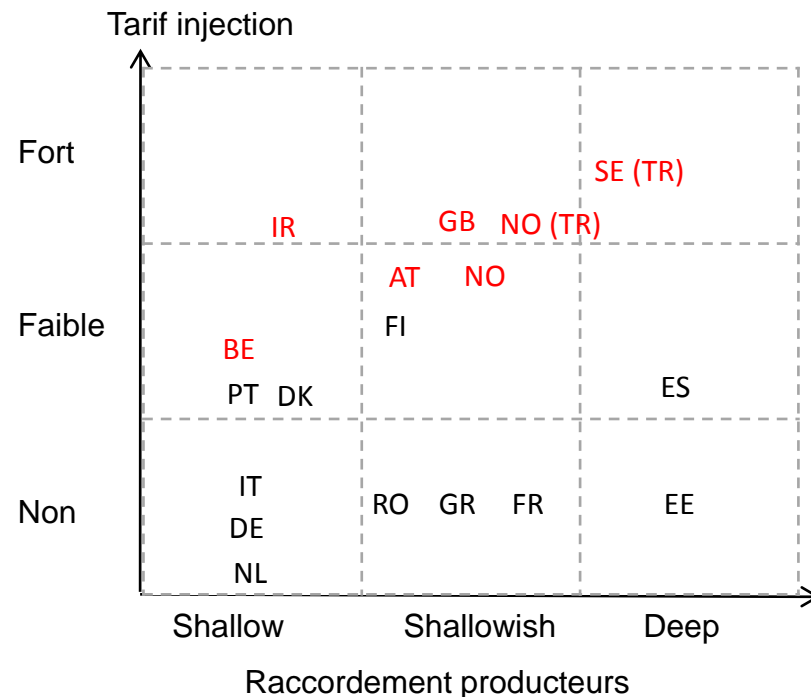
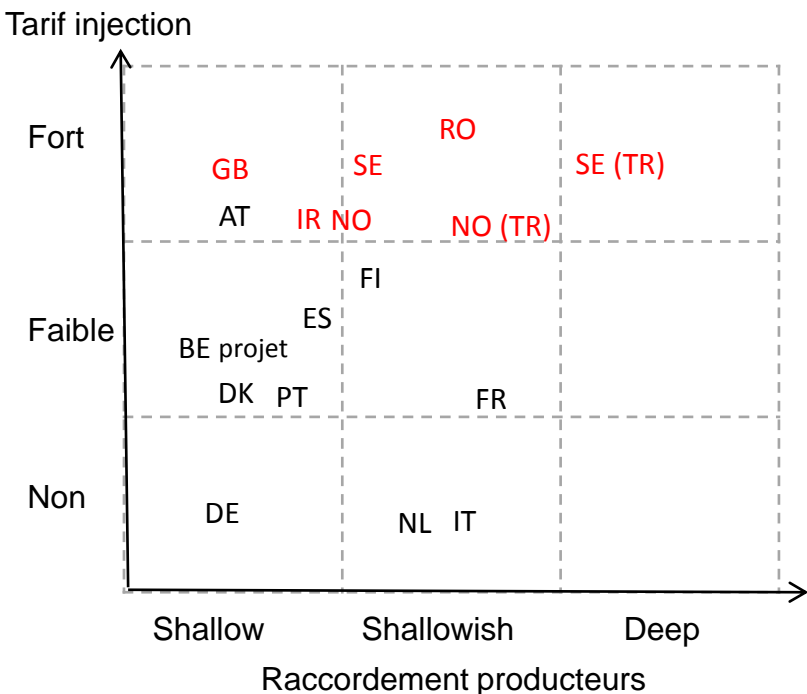
# Mode de tarification des producteurs en distribution

	Exemption / modulation	Nombre GRD	Tarifs négatifs?	Mode de tarification
	Localisation appliquée sur réseau $\geq 32$ kV. Non localisée en dessous	14 GRD avec tarifs différenciés	OUI	<ul style="list-style-type: none"> <li>De 33 à 132 kV, les charges (ou crédit) différenciés par site de raccordement selon un modèle de coût incrémental de long terme. Souvent négatif car le producteur apporte un gain au réseau.</li> <li>En MT et BT, pas de différence selon la localisation des producteurs. Tarif différent par niveau de tension et en général négatif (un crédit) pour compenser les gains réseaux.</li> <li>Ces crédits sont différents selon le caractère intermittent ou non de la production. Les producteurs connectés avant 2005 sont exemptés du tarif</li> </ul>
	Signal localisation pour $> 5$ MVA	1 GRD : ESB networks	NON	<ul style="list-style-type: none"> <li>Signal de localisation du transport également appliqué aux producteurs <math>&gt; 5</math> MW sur les réseaux de distribution, qui payent donc un terme spécifique à chaque site producteur (GTUoS).</li> <li>Tous les producteurs payent aussi pour le réseau de distribution un terme non localisé (GDUoS)</li> </ul>
	Exemption des surplus en auto consommation	20 GRT régionaux 150 GRD	NON (oui pertes)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mêmes règles tarifaires appliquées aux réseaux avals : contribution fixe (uniforme). La part fixe est identique à celle du transport. Signal basé sur les pertes marginales en fonction de la localisation</li> </ul>
	Exemption producteurs $< 1,5$ MVA	5 GRT régionaux 160 GRD	OUI	<ul style="list-style-type: none"> <li>Principes du tarif au point de raccordement du transport national dupliqué sur les réseaux de tension inférieure (réseaux régionaux surtout) : composante puissance par point raccordement.</li> <li>Depuis 2013, compensation par le biais d'un tarif négatif (en €/MWh) pour les pertes réseau par les injections des producteurs.</li> </ul>
	Exemption producteurs $< 5$ MVA	8 GRD	NON	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le même terme d'injection différencié par zone est appliqué aux producteurs <math>&gt; 5</math> MVA</li> </ul>
	Exemption prévue $< 5$ MVA mais en fait au dessus aussi	29 GRD	NON	<p>Dans les principes, les tarifs injections des GRD comprennent plusieurs composantes en fonction des catégories de coûts, dont une composante de base pour couvrir des coût d'infrastructure. Chacun des GRD définit un tarif pour ces composantes. En pratique les GRD n'ont pas défini de tarif de base et les autres composantes sont négligeables.</p>

# Croisement des signaux tarifaires usage du réseau et coûts de raccordement

## Transport

## Distribution (et/ou transport régional)



Rouge : signaux localisation tarif usage du réseau  
TR : Transport Régional

**Les pays ayant développé des tarifs d'injection et des signaux de localisation en transport l'ont également fait en distribution. Ces tarifs n'excluent pas une participation des producteurs aux renforcements liés au raccordement.**