

Les conditions institutionnelles et économiques du développement à grande échelle d'ENR à apport variable

D.Finon

Séminaire chaire MPDD, Ecole des Mines, 14mai 2016

- **Part 1 . The adaptation of the market rules to high RES deployment**
- **Part 2.
The different logics of modelling exercises on high RES-E entries in electricity markets**

Introduction

S'interroger plus avant sur l'efficacité économique de long terme des entrées hors marché des ENR intermittentes

Dans les différentes approches par les modèles d'optimisation d'évolution d'un secteur électrique soumis à des entrées « artificielles » (hors marché) de RES-E variables (VRE), on zappe les questions suivantes:

- La non correspondance entre les prix de revient sur lesquels s'alignent les revenus par les FIT et la valeur économique des MWh d'unités VRE en termes de revenu sur le marché électrique,
- La baisse de la valeur économique des MWh des VRE au fur et à mesure de leur entrée. (A partir d'un certain niveau, même sans la prise en compte des coûts de systèmes, les entrées hors marché ne peuvent plus être économiques, quel que soit le niveau du prix du carbone de référence)
- Les hausses des coûts de système au fur et à mesure de leurs entrées

L'auto entretien de la nécessité du mécanisme d'appui du fait des effets d'ordre de mérite des entrées exogènes et de la propriété particulière des ENR variables : plus elles produisent plus les prix horaires sont bas, contrairement aux dispatchables

- Qui paie ?
 - décalage croissant entre les coûts totaux de fourniture d'un système et les prix de marché
 - Il faut donc les compenser par une taxe spécialisée non reversée dans le budget public, mais vers les agents obligés d'acheter l'électricité VRE.
 - Mais elle donne lieu à manipulation avec deux problèmes
 - Redistributif
 - Efficience économique : mauvais signal envoyé aux consommateurs industriels qui ne paient pas

On perd totalement de vue ce que serait un mix optimal en incluant les externalités environnementales dans l'optimisation.

En cas d'entrée endogène par la seule incitation du prix du carbone, la baisse de valeur s'effectue d'elle-même jusqu'à ce que le développement s'arrête et qu'on trouve un équilibre qui est le mix optimal entre les techno bas carbone dispatchable (nucléaire, CCS avec CCGT, CCS avec charbon), les RES-E à apport variable et les équipements conventionnels

Part 1 . The adaptation of the market rules

to high RES deployment: Adaptation of the support mechanisms

- Critics of the FIT with priority access
 - price instrument with regulated price on long term
 - inefficient entries
 - Inefficient operation because it does not expose producers to market incentives (dixit the DG Comp)
- The different types of Feed in Premium or the RO:
 - exposition to the day ahead market prices and balancing
 - Limitation of negative prices

	FIT	Flexible FIP per MWh	Fixed FIP per MWh	FIP per MW	RO
Market risks	shielded	shielded	exposed	shielded	2x exposed
Balancing risk	shielded	exposed	exposed	exposed	exposed
Inherent technology neutrality**	no	no	yes	no	Yes (w/o banding)

- OK: On the hourly dispatch, low short-run marginal cost RES enter first in the merit order
 - It helps to responsabilize the RES-E producers
- But 1. it does not change the fundamental problem of artificial pulling of the RES in the market
 - 2. the merit order effects are the same
 - Additional generation with low short-run costs will tend to reduce electricity market prices and its structure.

Adaptation of the sequential markets

- **Wholesale markets (day ahead and intraday): to develop liquidity on intraday**
 - Sufficient liquidity (depend on the responsabilisation of the VRE producers)
 - Short program time units (15 minutes product on intraday)
 - Trading close to real time
 - Large-scale geographic integration
- **System service markets**
 - Non-discriminatory access (including the VRE)
 - Remuneration at marginal value
- **Imbalance market mechanism/ cash-out pricing price at the marginal value as in the UK**
 - Significant portfolio effect for VREs to participate to balancing mechanism
 - Trading arrangements need to allow small participants to access aggregation benefits (after-day market, short-selling)
- **Adjunction of capacity mechanism :Answer to scissor effects and new capacity adequacy problem**
 - Cumulated losses of infra marginal rent : Retirement of thermal plants. E.x: *Mothballing of recent 20GW CCGT capacity*
 - Capacity adequacy problems:

The issue of capacity adequacy is increased by the random of VRE productions during critical periods depreciated prices cause no inframarginal rent threatening incentives for new investments.

Part 2.

The different logics of modelling exercises on high RES-E entries in electricity markets

- **Approaches focused on the optimisation of the residual system**
 - Problem: no comparison with a counterfactual of the power mix with endogenous RES-E entries pulled by a significant and credible carbon price
- **To be closer to the social optimum**

Approaches focused on the optimisation of the residual system

To model the optimisation of the residual system with exogenous VRE entries

- To compare the optimal long term thermal capacity with and without RES-E.
- They find that thermal capacity is slightly reduced but there is an important shift from base load technologies to mid- and peak-load technologies with the introduction of RES-E (See for instance Nagl et al, 2011, Lamont 2012, Green and Vassilakos, 2011 ; Bushnell, 2010).

To model the re-optimization of the residual system after an overnight installation of a RES-E capacity

- The approach of Hirth and Uetrich (2013) consists to define an optimal system without RES-E **by screening curve approach** and an equivalent optimisation model with more technical details as the ramping, etc.
- To observe the effects of an exogenous RES-E entries at the production level of 30% the total consumption.
- The departure point is an optimal system and the final point is a de-optimised system, but not a re-optimised one.
- The authors assess **the revenues losses of the existing producers** which correspond to their stranded costs.

To model the transition pathway by steps towards the long term equilibrium

1. Qualité d'une modélisation en vue d'une optimisation du résiduel

2. Représentation en finesse des aléas de l'éolien et du PV sur toutes les heures de l'année avec leur corrélation ou anti-corrélations pendant les heures de pointe

Voir les résultats de l'exercice de Petit et al. 2015 et Green et Léautier 2015

Ces résultats contrastent radicalement avec les représentations simplifiées des aléas sur l'année

3. Représentation en finesse des contraintes dynamiques et des ressources de flexibilité

Le problème n'est pas uniquement par rapport aux périodes de pointe, mais sur toute l'année où il faut mettre en regard le besoin de flexibilité avec les ressources de flexibilité (TAG and l'environnement du parc existant avec des rampings limités.

Comment appréhender de mieux en mieux les coûts de système ?

Ce n'est possible qu'au détriment de la représentation d'autres enjeux (exemple de l'inter-temporalité des décisions d'investissements dans un contexte d'incertitude

4. Représentation en « unit commitments » (avec caractéristiques des différents équipements), ou tout au moins en simplifiant de façon pertinente en clusters d'équipement

La représentation de l'adaptation de l'offre à la demande chaque heure avec des contraintes dynamiques oblige aussi à s'engager dans des représentations complexes en « unit commitments »

5. Le lien production-transport devient de plus en plus crucial avec les unités à apport variable

Comment les modèles les prennent en compte dans des scénarios de développement de RES-E à grande échelle?

Comment modéliser la transition du système d'ensemble vers un nouvel optimum ?

- Incertitude sur le résultat de la politique : cela rend difficile la réoptimisation
- Si on ne prend pas en compte les évolutions de la valeur économique des RES-E en fonction de leur capacité croissante, on ne verra rien de pertinent
- C'est à la fois un problème de mise en surcapacité des systèmes électriques dans des marchés matures et un problème de baisse de valeur du MW marginal de VRE.
- L'hypothèse d'adaptation optimal des systèmes au besoin de flexibilité au niveau des besoins correspondant à la capacité des VRE à des moments successifs du système dans le long terme est très difficile à poser

To be closer to the social optimum

All the former approaches do not compare their results with a counterfactual with entries of variable RES-E by the incentive of carbon pricing (internalization of env. costs)

1. To value the flexibility investment options be considered on the power system of the future

- What is the role of fast ramping gas turbines / electric storage technologies, /the Demand response capabilities, the interconnections ?
- Are them in competition?

2. To model an overall optimum with endogenous entry of var RES-E by valuation of carbon externality

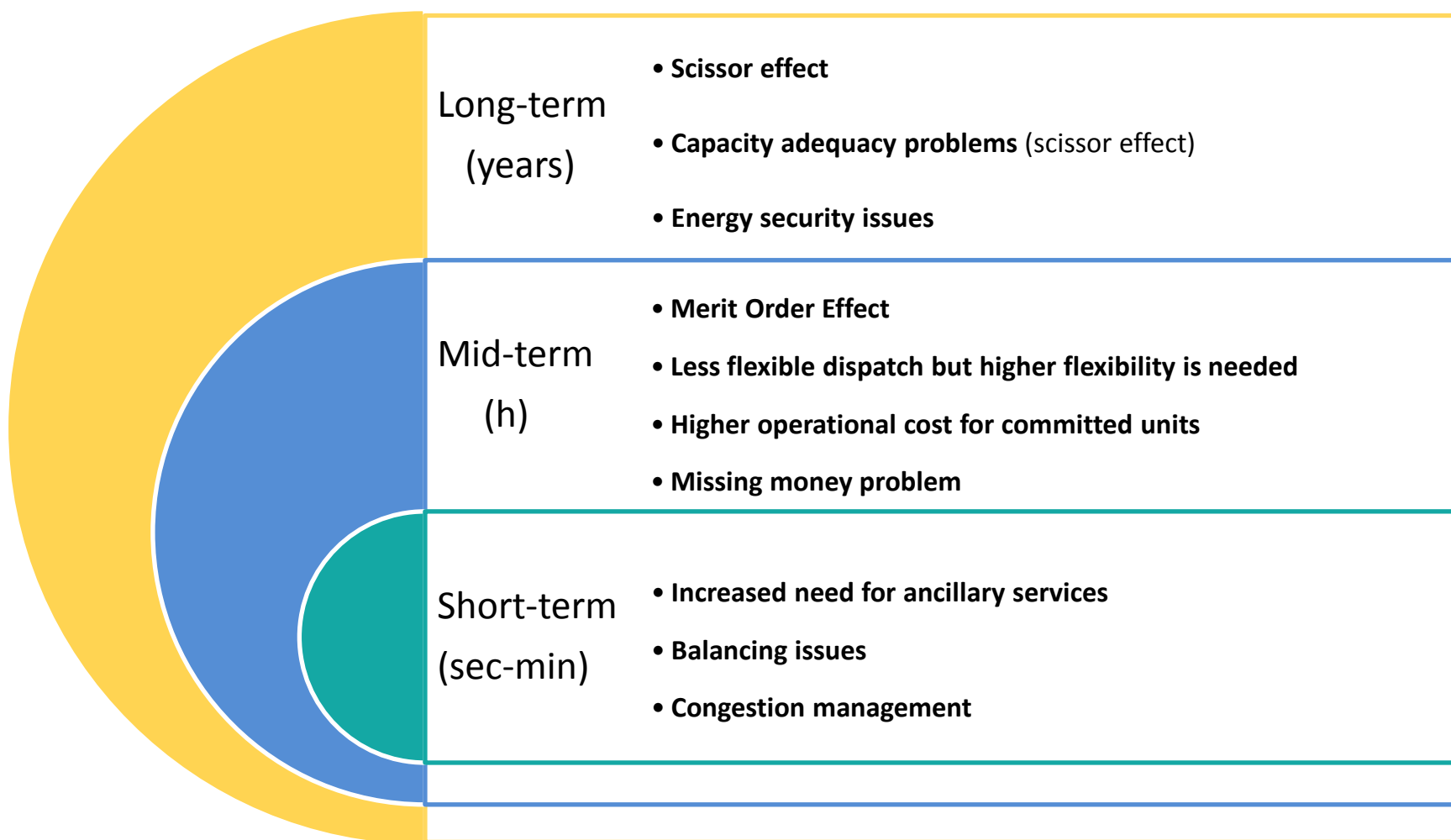
- Approach used by Hirth (2014) closer to an optimisation approach because he refers to the economic value of the windpower and its negative components.
- A similar approach by Green and Leautier (2014, 2015)

3. To model the behaviour of investors in a System Dynamics approach of the power markets with endogenous entries of VRE capacity by carbon pricing

(Petitet, Finon, Jansen, 2014, 2016)

- To be compared to exogenous entries by FIT or equivalent

System dependent and interrelated issues



6 . Problème de l'optimisation intertemporelle quand on doit simplifier les données quand on complexifie la représentation des contraintes dynamiques et des moyens pour y faire face

Dans les modèles de minimisation de coût total, on simule de façon récurrente année par année avec nouveaux équipements décidé en coûts annualisés.,

La durée de vie des centrales est prise en compte dans le choix d'investissement en utilisant une annuité équivalente en fonction du taux d'intérêt par technologie (capacity recovery factor).

C'est très limitatif dans un contexte où bien des paramètres de l'optimisation sont fluctuants (prix du pétrole, etc.) ou incertains (décroissance des coûts 'investissement, réglementation, acceptation sociale) ou les deux (prix du carbone)

6. Voir aussi la concurrence avec les autres technologies bas carbone qui ont l'avantage d'être dispatchables

Les ENR ne résiste pas à la concurrence des techno bas carbone dispatchables et à facteur de charge élevé
MAIS

Proscription implicite du nucléaire entretenu par le scepticisme sur l'acceptation des risques du nucléaire dans différents pays de l'UE

Scepticisme infondé sur le CCS pour autant qu'on laisse la chance à cette technologie de faire ses learning

Les modèles français n'ont pas traité de cette question qui est crucial. Elle renvoie à la question de la valeur économique des MWh des RES-E variable

To simplify

Two issues

1. Decreasing market value of the marginal MW of RES-E (w/o regarding the issue of system costs)
2. Increasing system cost in relation the share of RES energy in the yearly electricity production

This appears in the results of system dynamics exercise

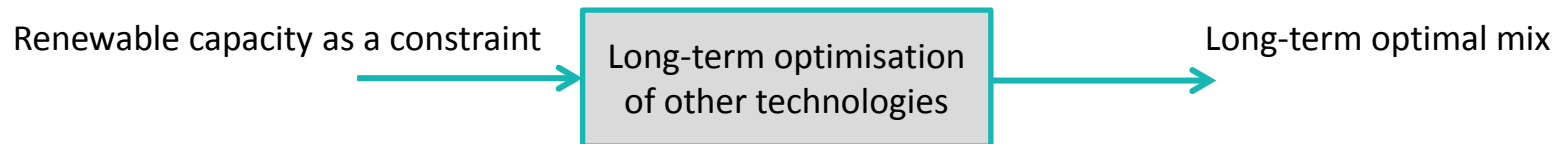
Concurrent approaches

System dynamics approach differs widely from traditional approaches (dispatching programming, long-term optimisation, etc.) because it does not focus on market equilibrium.

For instance Green and Léautier (2015)

Development of renewables by subsidies

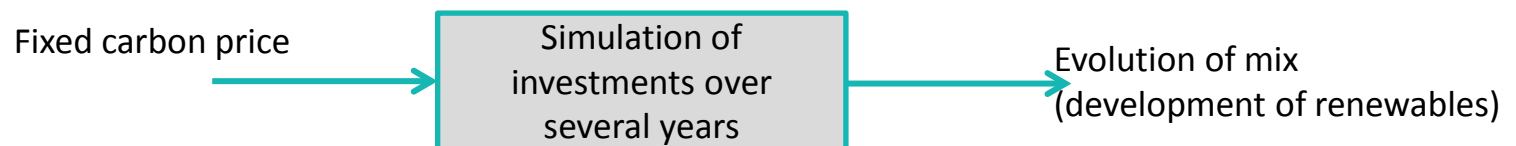
An analytical model of long-term optimisation of thermal capacities is employed to compared renewables' subsidies and costs in different contexts (flexible or inflexible nuclear, financial insurance).



The model

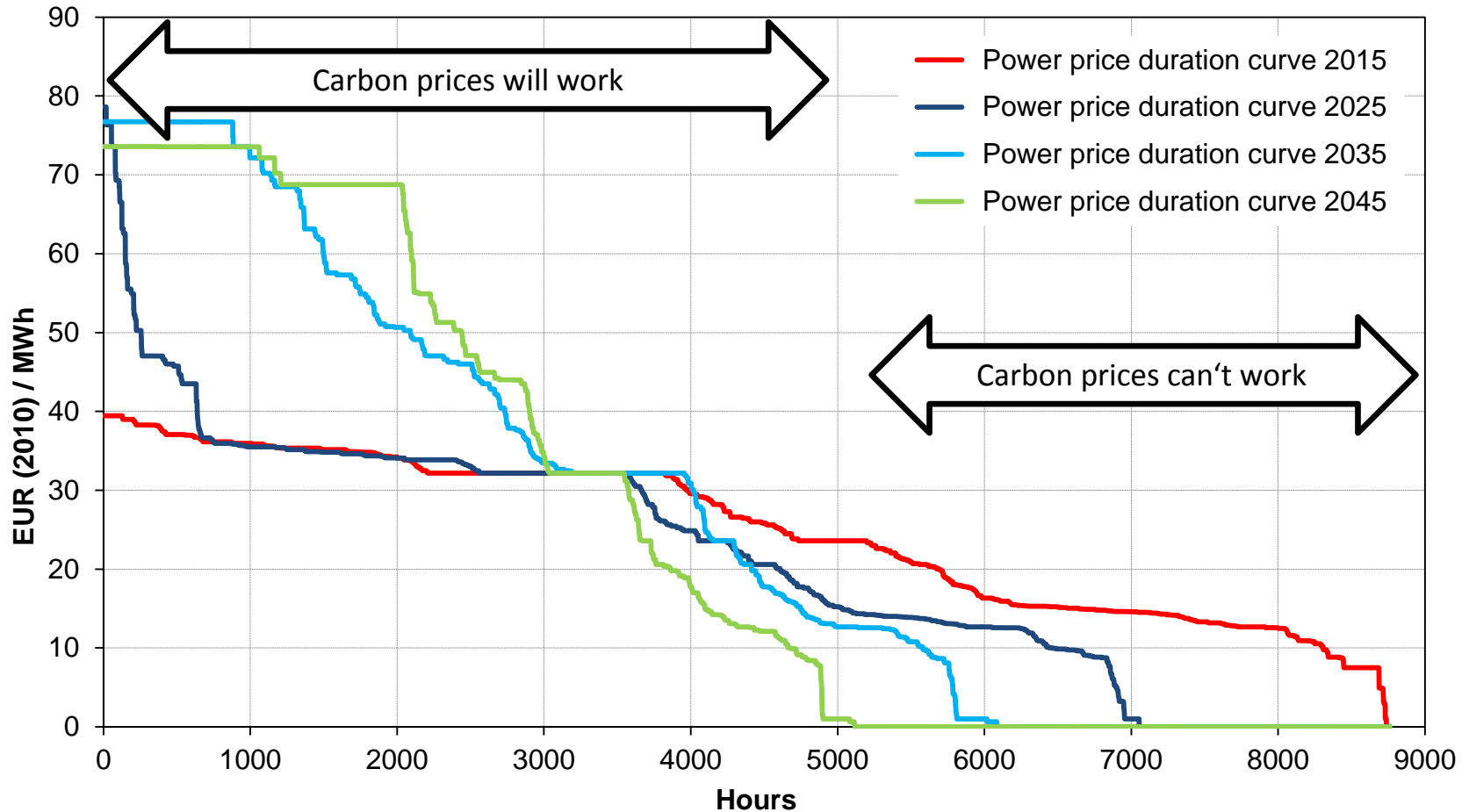
Development of renewables by a carbon price

A System Dynamics model of investments is employed to test the market-based development of renewables with different carbon prices.

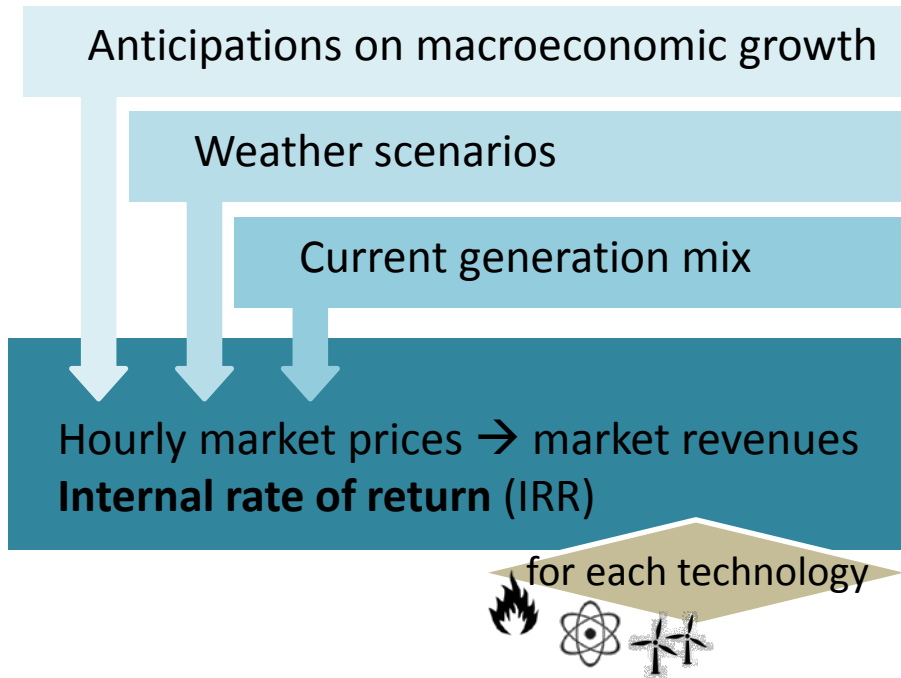


Problem 1

Ineffectiveness of climate strategies based on carbon price after massive out-of-market entries of RES-E capacities



Investor decision-making is based on the **internal rate of return (IRR)** computed on mean flows of the project.

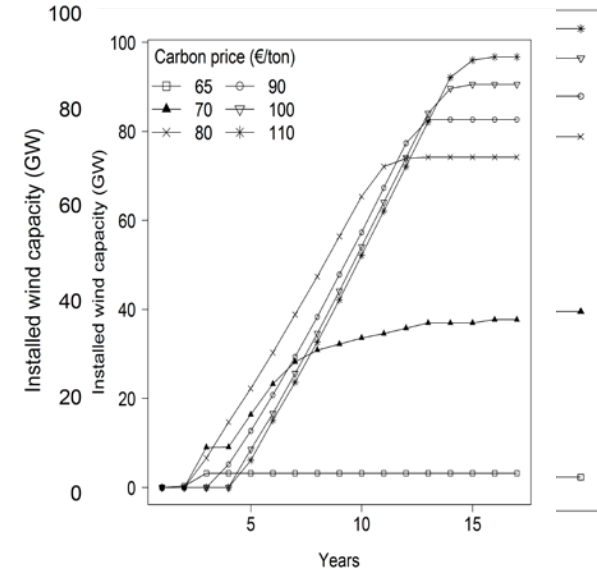
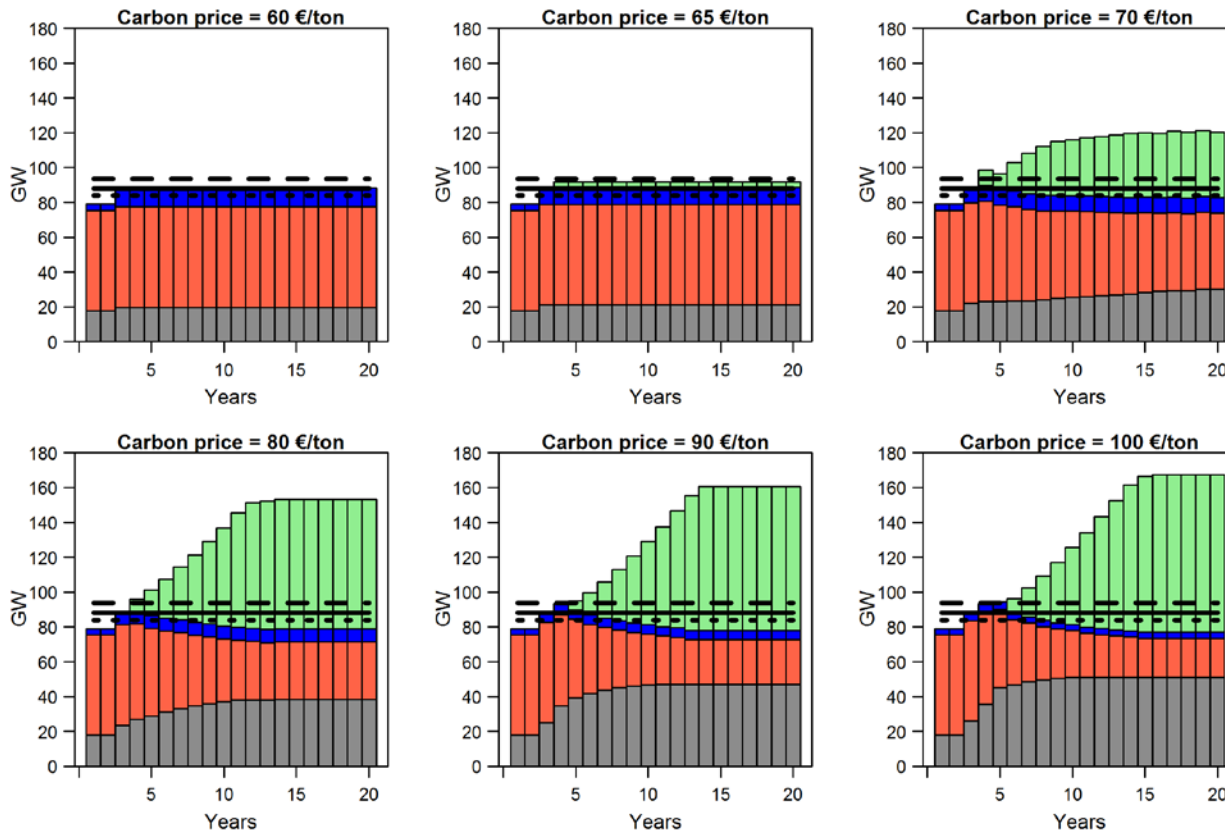


Investments are obtained by a **recursive loop** which selects the most profitable project at each step.

(minimum required IRR = 8%)

Volume constraint: each year, investment in new capacity is limited to 10 GW.

Results on the Generation mix

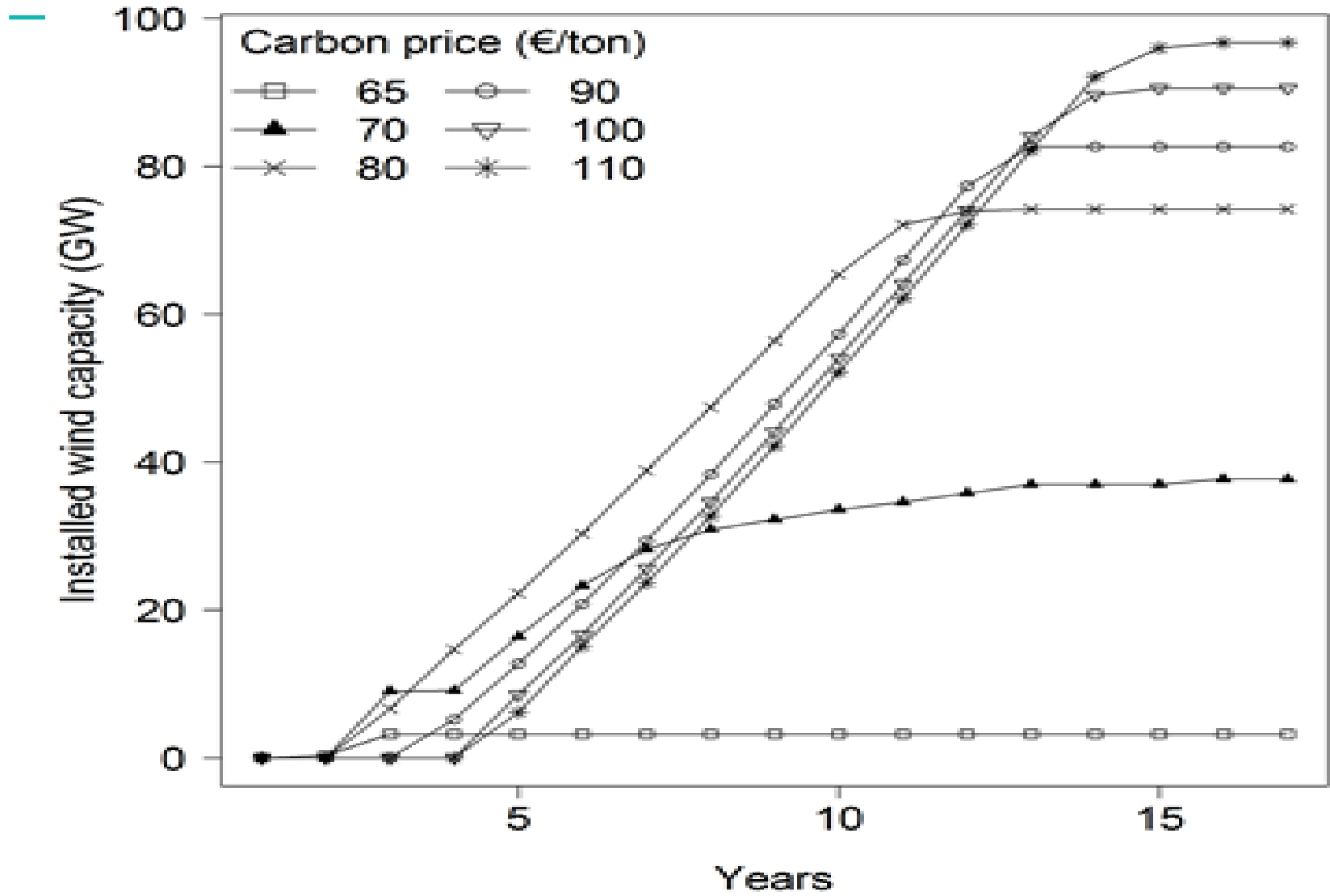


■ CCGT ■ CT
■ Coal ■ WT

Peak load (depending on weather)
 — average
 - - - maximum
 . . . minimum

[\(details\)](#)

Wind power is part of generation price mix if carbon price is higher than **€70 / ton of CO₂**. Installed wind capacity increases with the carbon price.



Results in case B with nuclear option

Two subcases are tested:

Case B-1 existing nuclear capacity is maintained at its initial level (no new nuclear power plant)

Case B-2 new nuclear development is allowed

	Nuclear
Investment cost (k€/MW)	2,900 5,000
Annual O&M cost (k€/MW/year)	100
Annualised fixed cost* (k€/MW/year)	334 504
Nominal power capacity (MW)	1,400
Fuel variable cost (€/MWh)	10
Carbon emission factor (ton of CO ₂ /MWh)	0
Construction time (years)	6
Life time (years)	60

Results

Case B-1 compared to case A

Carbon price (€/tCO ₂)	70	80	90	100	110	150	200	250	300
Wind capacity (GW) – Case A without any nuclear	37.7	74.2	82.6	90.5	96.7	119	140	159	175
Wind capacity (GW) – Case B-1 with existing nuclear (46.1 GW)	0	0	0	0	0	4.9	14.4	21.2	26.8

Case B-2

- With the low assumption on nuclear cost: no WT even with a carbon price of € 500 / ton of CO₂.
- With the high assumption on nuclear cost: 2 GW of WT with a carbon price of € 300 / ton of CO₂ and 13 GW of WT with a carbon price of € 500 / ton of CO₂.

Problem 2. The effects of High share of RES-E on system cost

- To compare the electricity mix with a forcing of RES entries with a counterfactual based on an efficient share of RES-E
- Creation of flexibility resources (fast ramping plants, storage, demand responses , and interconnections)

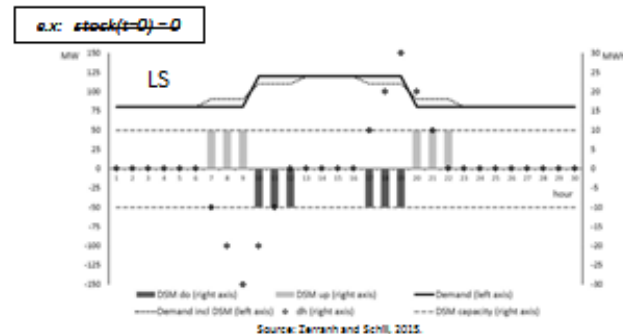
Brief Model Presentation (Manuel Villaviciencio)



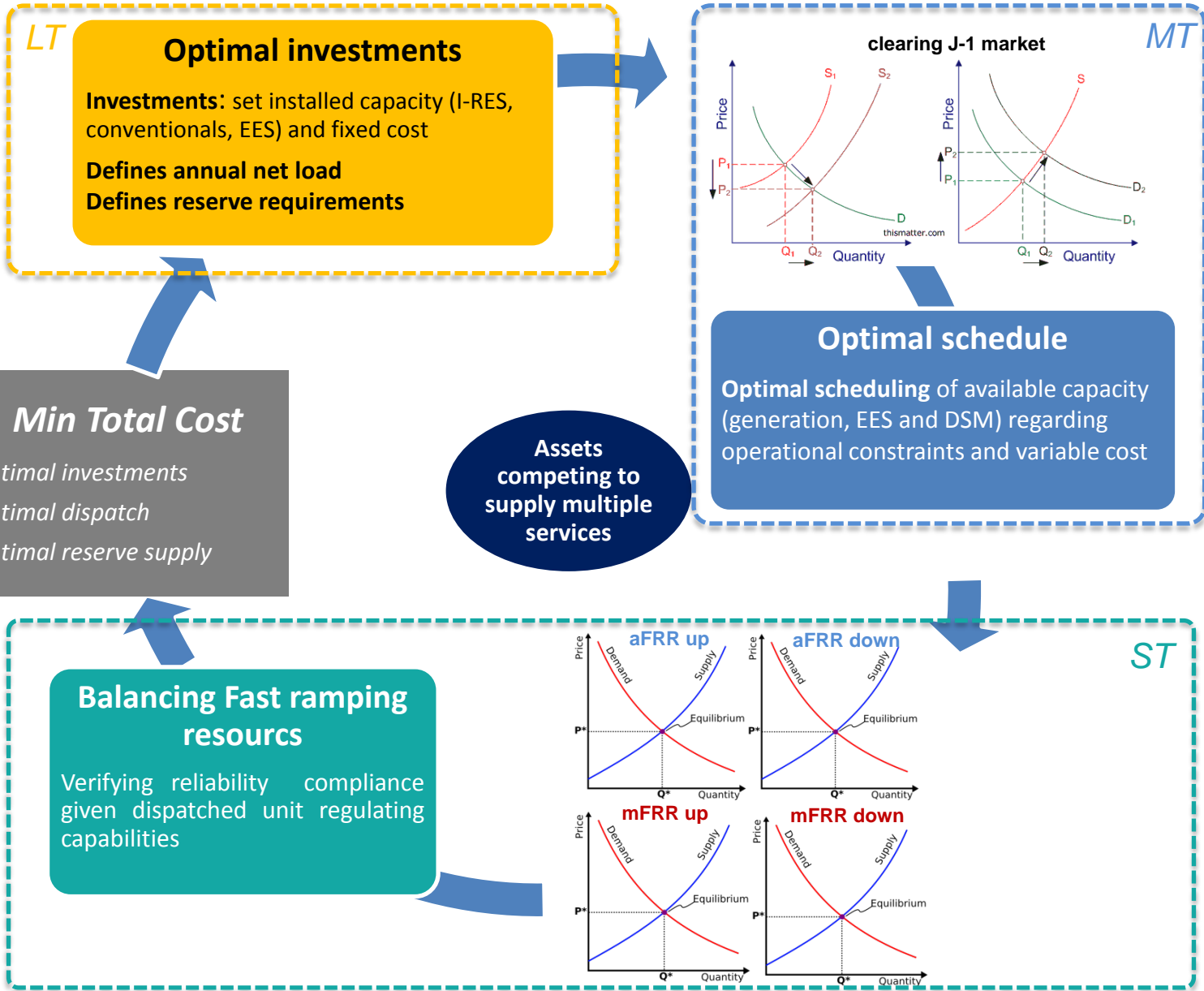
Modeling issues for representing flexibility assets:

- EES technologies:
 - Investments: energy and capacity should be separately optimized.
 - Operation: Constrained by installed capacity but also by energy stock (path dependence)
- Demand Response (DR): Using the "virtual stock analogy" to model load shifting (LS) is insufficient

⇒ the "debit/credit moving window" formulation (Zerrahn and Schill, 2015) was adopted



Model (with annualized costs and recurrent optimisation)



With the “stringent” operating reserve:

- When increasing the RE share there is less energy produced by conventional plants, but this is done by using less efficient units. Hence, no clear CO2 cost savings.
- Fuel savings (fuel quantity) are eclipsed due to the switching to higher cost fuels (fuel quality), then, there are no net savings on total fuel costs.
- O&M costs remain at the same level because variable O&M savings (less energy produced) are compensated by fixed ones (greater fleet) and increased cycling cost of conventionals.
- Higher overnight cost due to required higher investments on I-RES capacity.

Cost distribution subject to forced RE penetration levels

