Résultats de l'étude:

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

David MARCHAL, Directeur Adjoint Productions et Energies Durables
Conseil Français de l'Energie
31 mars 2017

UN MIX ÉLECTRIQUE 100% RENOUVELABLE ?
ANALYSES ET OPTIMISATIONS

« Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050 »

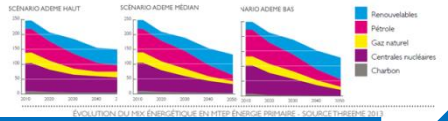
1. **Contexte et objectifs de l'étude**
2. **Méthode et hypothèses**
3. **Résultats**
4. **Enseignements**

- **Il s'agit d'une photographie d'un parc optimal à un horizon lointain (2050)**, pas d'un scénario. Pas de prise en compte de la temporalité des investissements.
- **Equilibre offre-demande réalisé au pas horaire**: pas d'analyse de la stabilité du réseau au niveau infra-horaire.

Des études techniques sur des scénarios aux limites

2015 2030 2050

Le scénario prospectif Visions 2030-2050



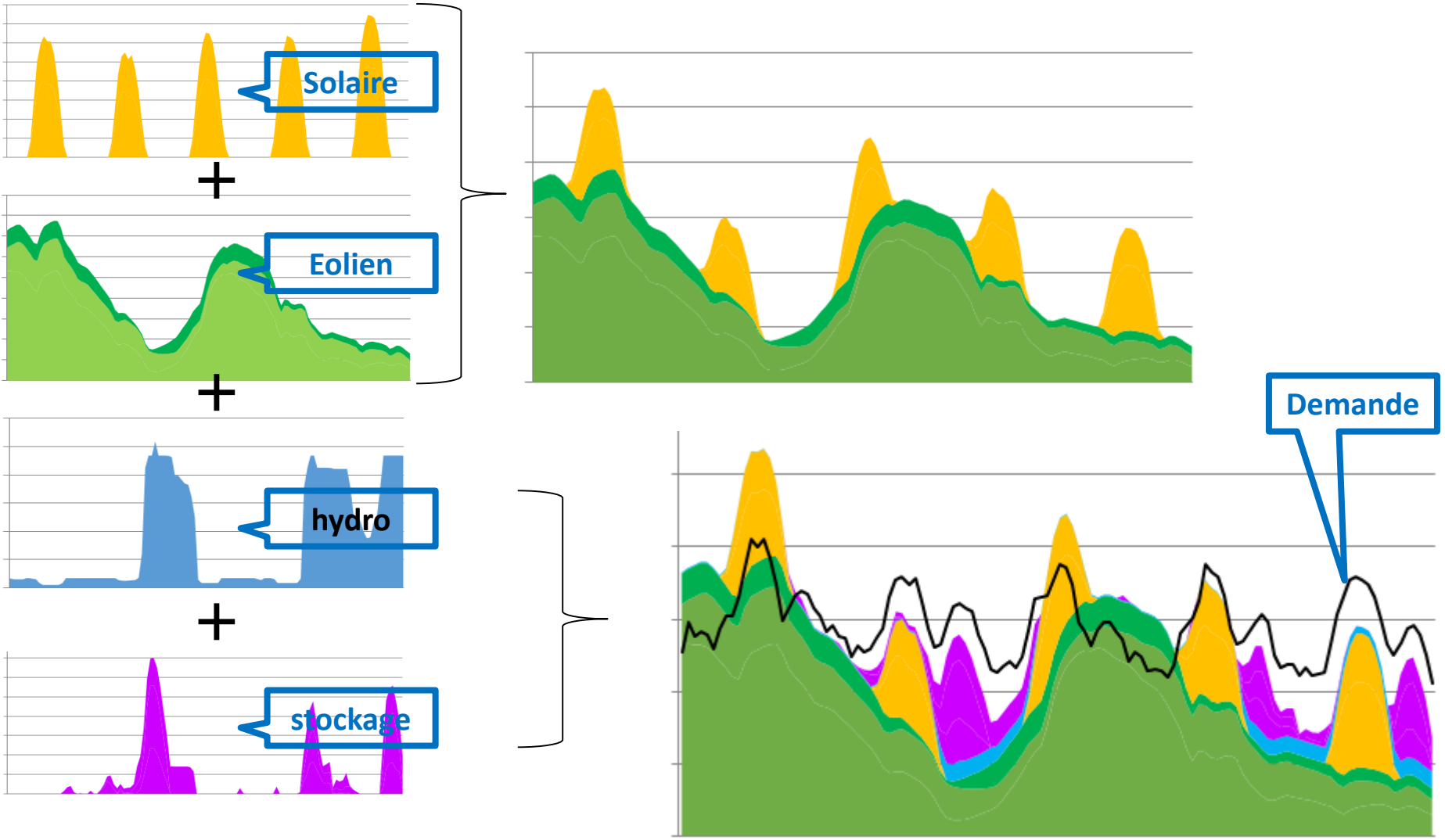
- Trajectoires ambitieuses mais réalistes
- Exercice multi-énergies et plurisectoriel
- Compatibles avec objectifs LTECV
- Facteur 4 sur le CO_2 en 2050
- Division par 2 de la consommation en 2050

Etude sur le potentiel de stockage 2030

Des études aux limites:
- mix électrique 100% EnR
- mix gaz 100% EnR

Evaluation macro-économique

Comment palier à la variabilité de la production EnR ?

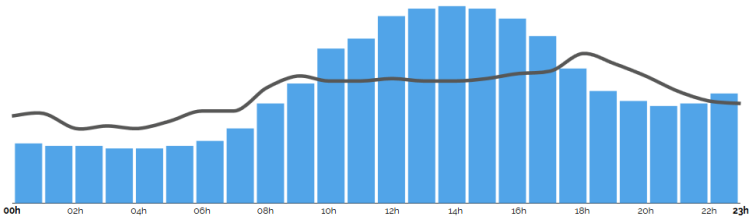


Comment équilibrer l'offre et la demande?

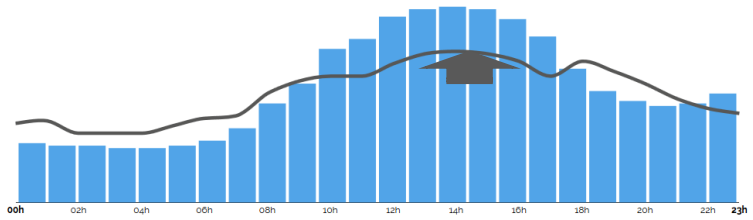
Jusqu'à présent, c'est surtout la production qui s'adapte à la demande d'électricité.

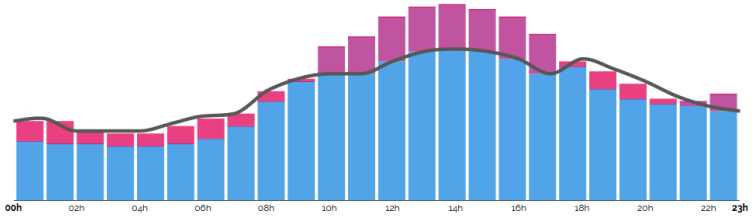
Dans un mix très renouvelable, il est nécessaire de développer les nouvelles flexibilités du système électrique:

1. **Adapter la demande en déplaçant judicieusement certains usages** *(eau chaude sanitaire, recharge des véhicules électriques)*



2. **Stocker quand les productions EnR sont en surplus, et déstocker quand la demande est plus élevée**





Stockage | Déstockage | Production renouvelable | Demande

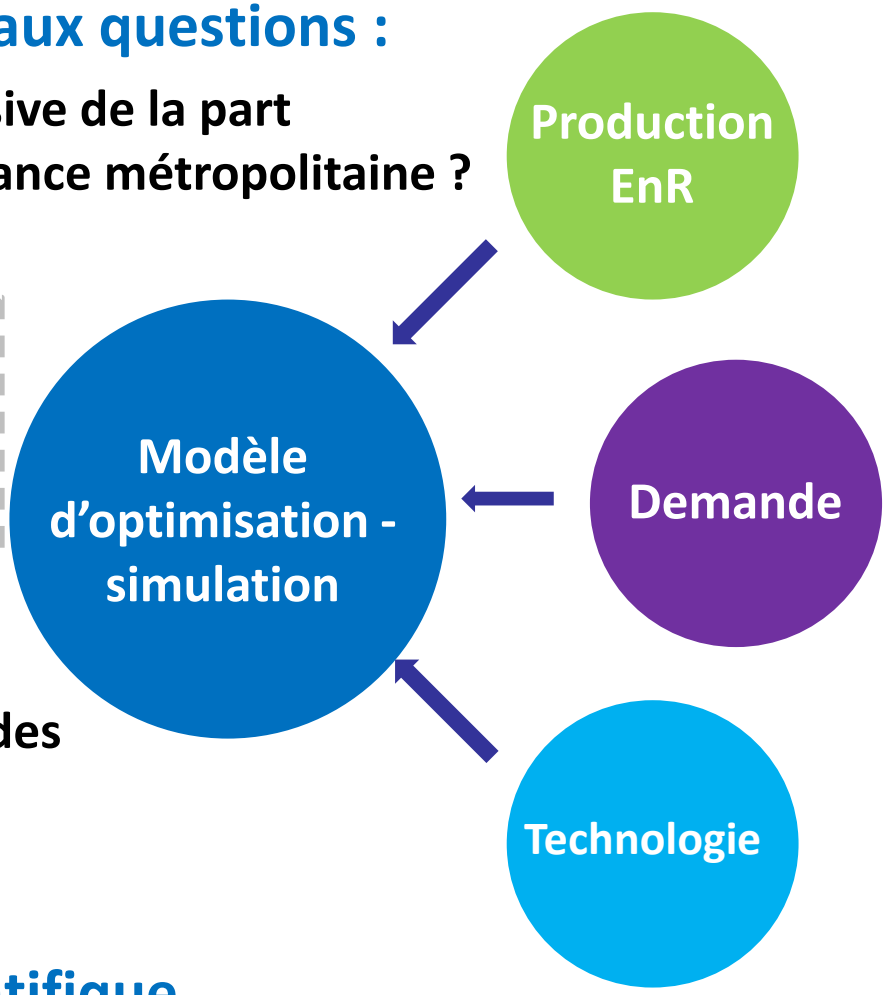
L'étude a pour objectifs de répondre aux questions :

- **Quels impacts aurait l'augmentation massive de la part renouvelable dans le mix électrique en France métropolitaine ?**

=> On se place :

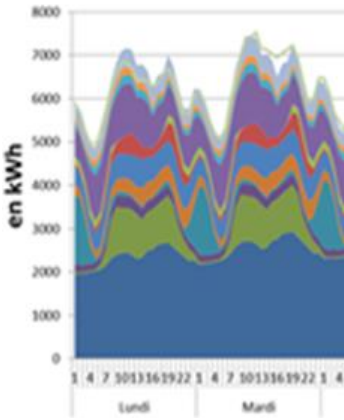
- dans l'hypothèse extrême d'un mix 100% renouvelable
- à un horizon de temps éloigné (pas de considération de trajectoire)

- **Sous ces hypothèses, quel serait le/(les) mix électrique optimal ?**
- **Quelle serait la répartition géographique des moyens de production ?**
- **Quels impacts économiques d'un tel mix ?**



→ **Etude à vocation technique et scientifique**

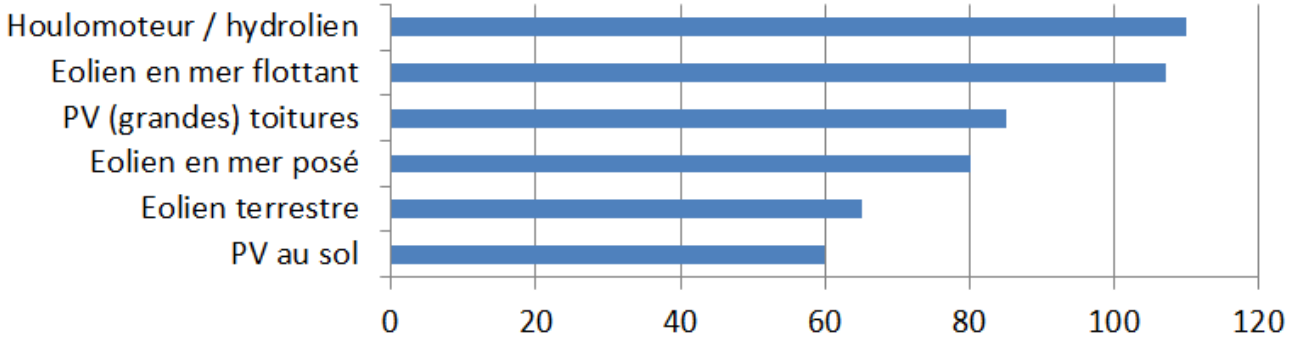
- **La demande** [420 TWh; pointe de 96 GW]
  - **Un niveau de demande en baisse, mais de nouveaux usages couverts, et une structure en forte évolution**
  - **Des hypothèses fortes de flexibilité de la demande**
  - **Une reconstitution des chroniques par usages**



- **Les gisements EnR** [Energie disponible = 1250 TWh]
  - **Estimation des gisements via approche cartographique**
  - **Des gisements renouvelables disponibles abondants**
  - **Une quinzaine de filières EnR modélisées**

PV	47 GW sol et 364 GW toit
Eolien	172 GW et 66 GW en mer

- **Les coûts des technologies**



Plusieurs variantes et analyses de sensibilités autour d'un cas de référence

	Pénétration EnR	40%	80%	95%	100%
	Cas de référence	✓	✓	✓	✓
Variantes « acceptabilité / comportement »	Renforcement du **réseau plus difficile**				✓
	Consommation plus élevée				✓
	Acceptabilité modérée de l'éolien et PV sol		✓		✓
	Acceptabilité restreinte de l'éolien et PV sol				✓
	Coûts techno élevés et acceptabilité restreinte		✓		
Variantes « économie »	Coûts technologiques **plus élevés**				✓
	Coûts technologiques **plus faibles**				✓
	Taux d'actualisation plus faible				✓
Variantes « Contrastes »	Année sèche				✓
	Sans photovoltaïque				✓
	Sans éolien de Nouvelle Génération				✓
	Sans flexibilité dynamique de la demande				✓
	Prise en compte du réseau de répartition	✓			✓

1. Plusieurs mix électriques permettent d'assurer l'équilibre horaire à 100% EnR, selon différentes contraintes

- Toujours majoritairement basés sur le PV et l'éolien
- Mix testés sur 7 années météo, au niveau européen

2. Le coût de l'électricité produite dépend peu du taux d'EnR,

- Mais surtout de la MDE, de l'acceptabilité et des progrès technologiques.
- Une part non-EnR dans le mix le rend plus résilient à ces facteurs.

3. La flexibilité et le stockage sont indispensables

- La flexibilité de la demande complémente la variabilité journalière des EnR
- Différentes répartition des types de stockage selon les contraintes

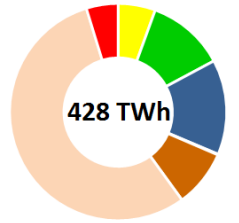
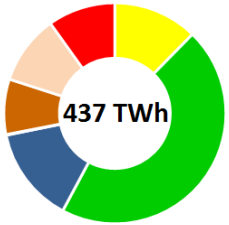
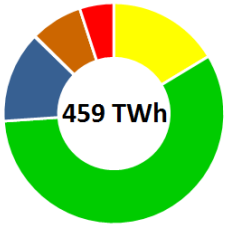
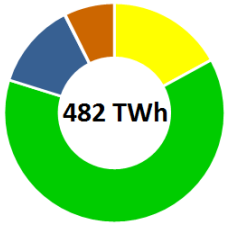
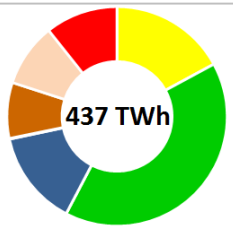
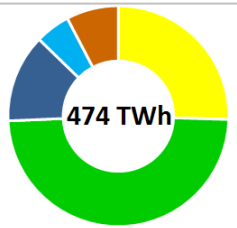
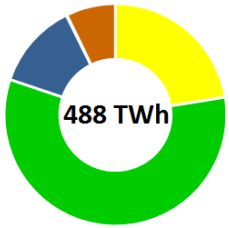
4. La complémentarité entre filières EnR est essentielle

- L'optimum économique repose sur un équilibre entre LCOE et service rendu au système

5. Le développement du réseau inter-régional est nécessaire pour mutualiser les potentiels

- + 36% de capacité de réseau inter-régional

Les mix optimaux pour de nombreuses variantes

40%	80%	95%	100%	Taux d'EnR
 117 €/MWh	 113 €/MWh	 116 €/MWh	 119 €/MWh	**Cas de référence**
	 116 €/MWh		 127 €/MWh	**Acceptabilité plus faible** de l'éolien et du PV au sol
			 103 €/MWh	**Meilleures conditions De financement**

Mix de production

- Filières solaires
- Filières éoliennes
- Filière hydraulique
- Filières marines
- Autres EnR
- Nucléaire
- Fossile

Coût du MWh

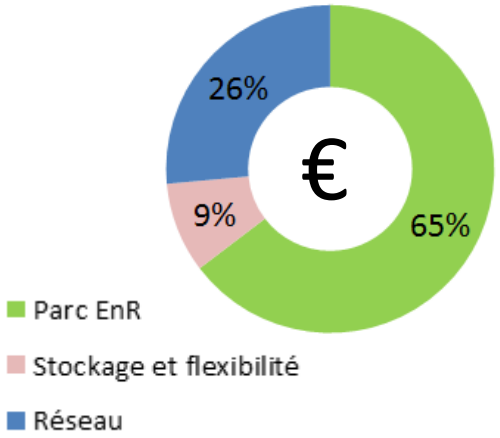
- Parc EnR
- Parc non EnR
- Stockage et flexibilité
- Réseau

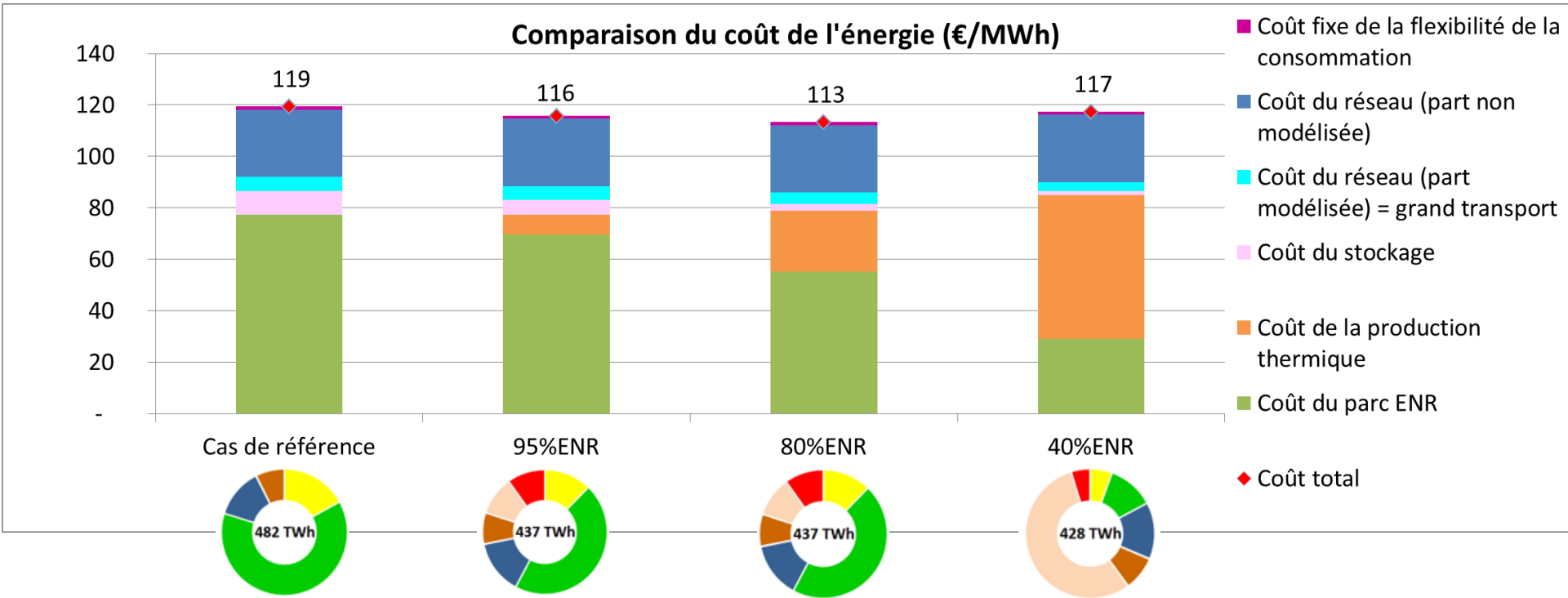
ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

Résultat 2

Les déterminants du coût: MDE, progrès techno, et acceptabilité

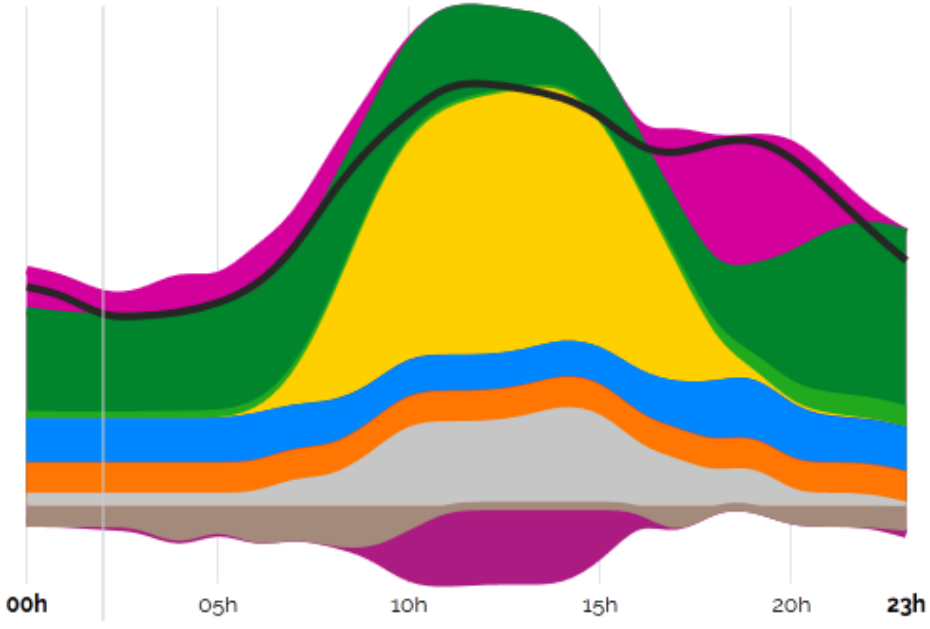
- **Un coût de l'électricité d'environ 120€/MWh**
- **L'essentiel des coûts provient de l'investissement dans les moyens de production EnR**
- **Les coûts dépendent peu du taux d'EnR,** selon les hypothèses retenues

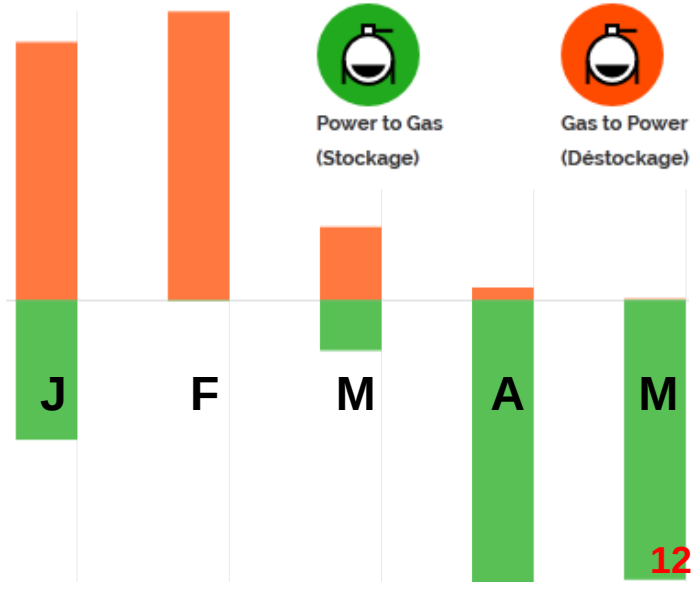




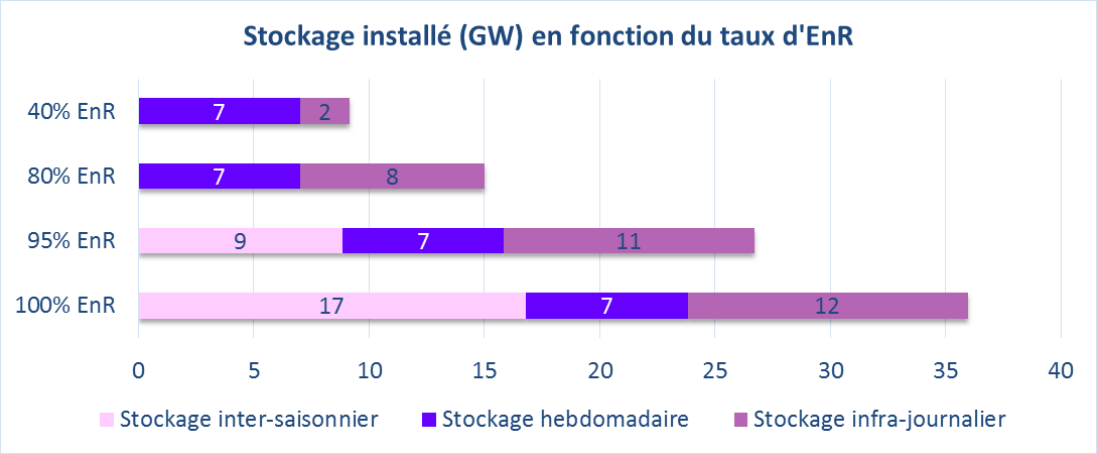
Différents types de flexibilité pour différents horizons temporels

- La courbe de demande se modèle pour se centrer sur les pointes de production solaire
- En été, les surplus solaires sont valorisés par les stockages, du court terme à l'inter-saisonnier





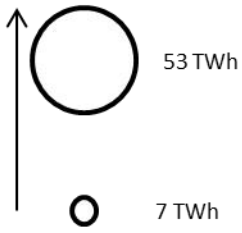
- **La part relative des différents types de stockage dépend des contraintes de mix**
  - **Le stockage journalier croît avec la part de PV:** environ 20% (8 GW) de la capacité installée de PV dès 80% EnR.
  - **Le stockage inter-saisonnier n'est plus nécessaire en deçà de 80% EnR,** en dehors d'autres valorisation que celle de l'électricité

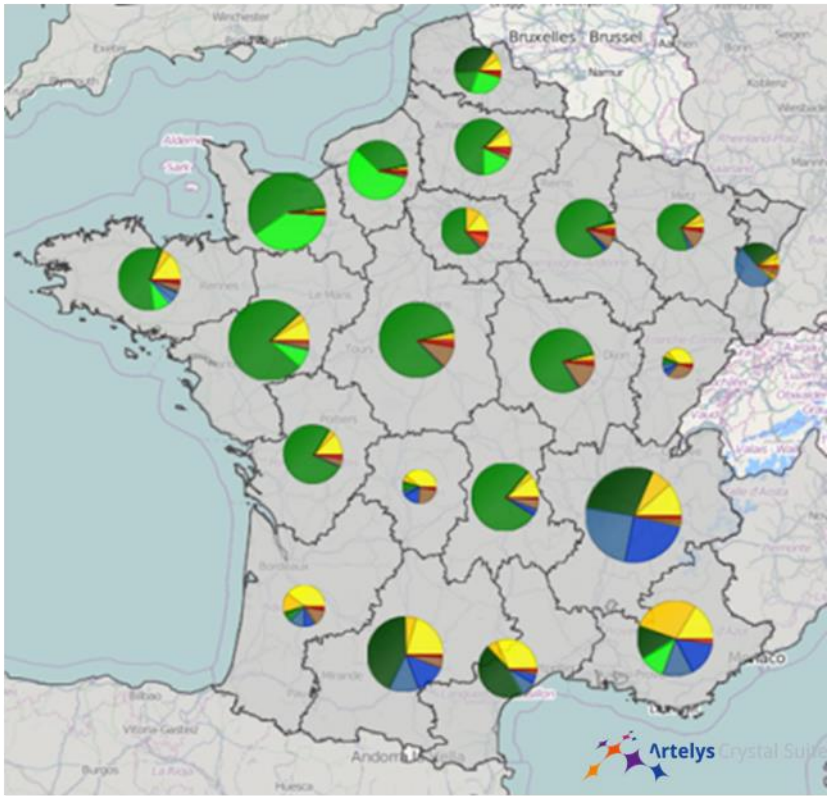


- **Flexibilité dynamique de la demande et stockage infra-journalier rendent les mêmes services au système**

La complémentarité entre filières est essentielle

- **L'optimum économique ne dépend pas que du coût des technologies, mais également du service rendu au système**
  - **L'énergie la moins chère n'est pas la même selon les régions**
  - **Le système tend à privilégier les profils les plus réguliers, même pour un léger surcoût**
    - Cogénération bois
  - **Même si prédominance de l'éolien, chaque filière apporte de la valeur au système**
    - Energies marines→ moins de stockage intersaisonnier

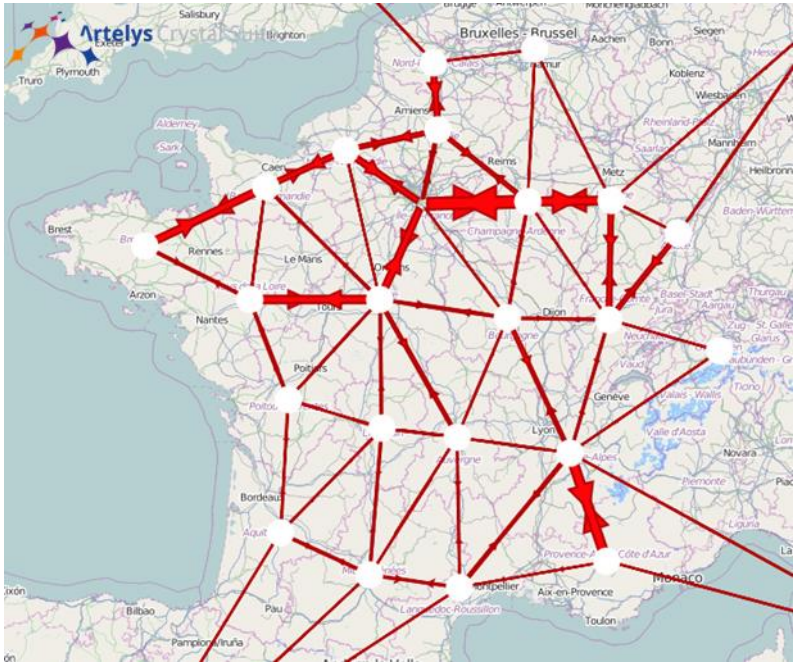




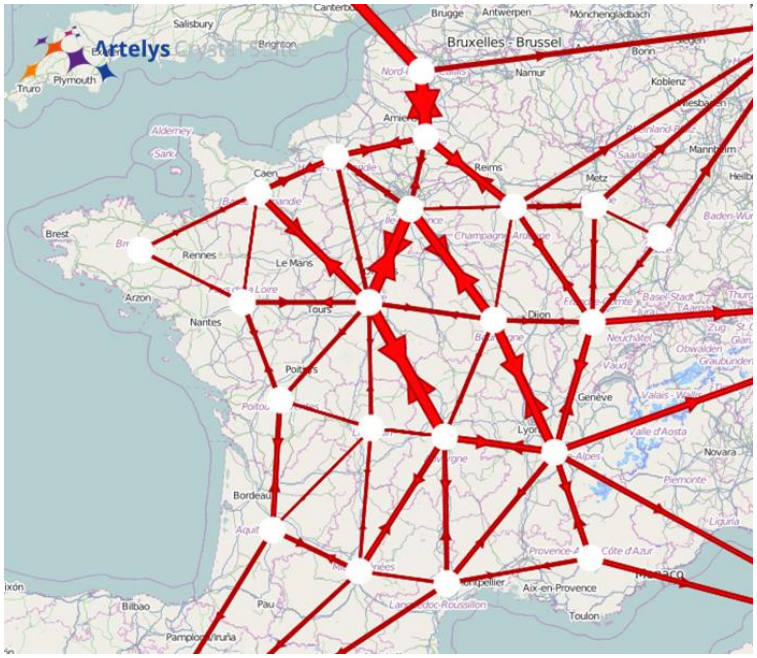
Le développement du réseau est nécessaire et permet de mutualiser les potentiels

- **Le réseau de grand transport augmente de 36% par rapport à l'optimum de parc actuel : 68 GW de capacités interrégionales, contre 50 GW actuellement**
- **23 GW d'exports et 16 GW d'imports avec l'étranger**

Réseau inter-régional 2013 « adapté »



Réseau inter-régional 2050

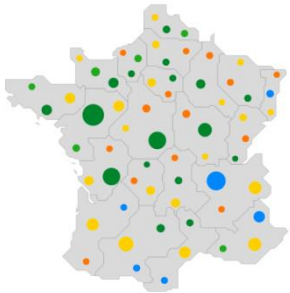
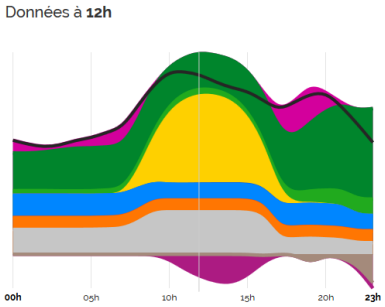


En conclusion

- Importance de la MDE/MDP pour accompagner une politique de développement des EnR
- Importance de la R&D pour la baisse des coûts des technologies
- Impact fort de l'acceptabilité sociale des EnR
- Importance de soumettre les EnR au « signal prix » pour favoriser les technologies ayant les meilleurs profils pour le système

Tous les résultats sur:

http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations

Les données horaires:

http://mixenr.ademe.fr