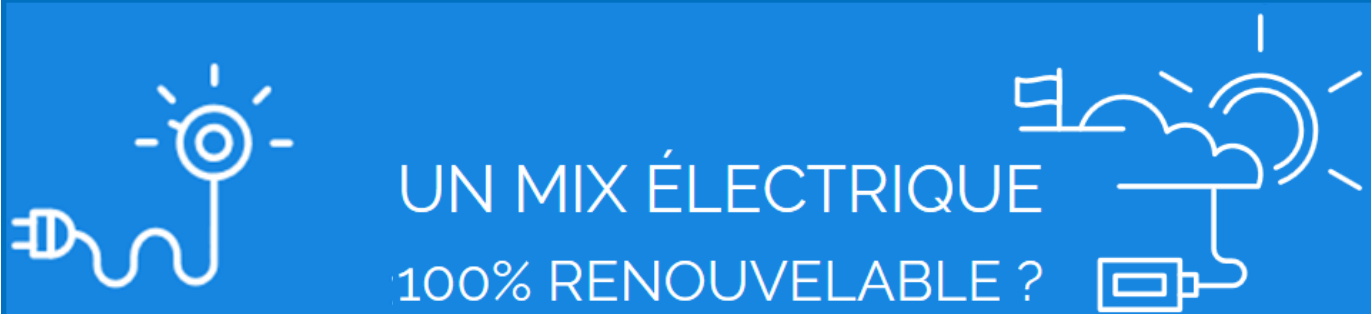




Résultats de l'étude:



ANALYSES ET OPTIMISATIONS

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

David MARCHAL, chef de service adjoint « Réseaux et énergies renouvelables »

Centrale énergie

16 décembre 2015

- **EPIC sous tutelle des Ministères**

- *Écologie, développement durable et Énergie*
- *Enseignement supérieur et recherche*

- **Domaines d'activité:**

- *Prévention des Déchets*
- *Transport et mobilité*
- *Ville durable (air, bruit)*
- *Énergie et climat*
- *Efficacité énergétique*

- **Budget:**

- *590 M€, en 2014*
- *3 300 M€, au titre des investissements d'avenir*

- **Nos Missions**

- ***Précurseur** de la transition énergétique et écologique*
- ***Généralisateur** des bonnes pratiques*
- ***Expert** de référence pour la TEE*

- **Combien, où ?**

- *Environ 1000 employés*
- *Siège (Angers, Paris, Sophia Antipolis)*
- *26 Directions régionales*



PARIS2015
UN CLIMATE CHANGE CONFERENCE
COP21·CMP11



« 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**

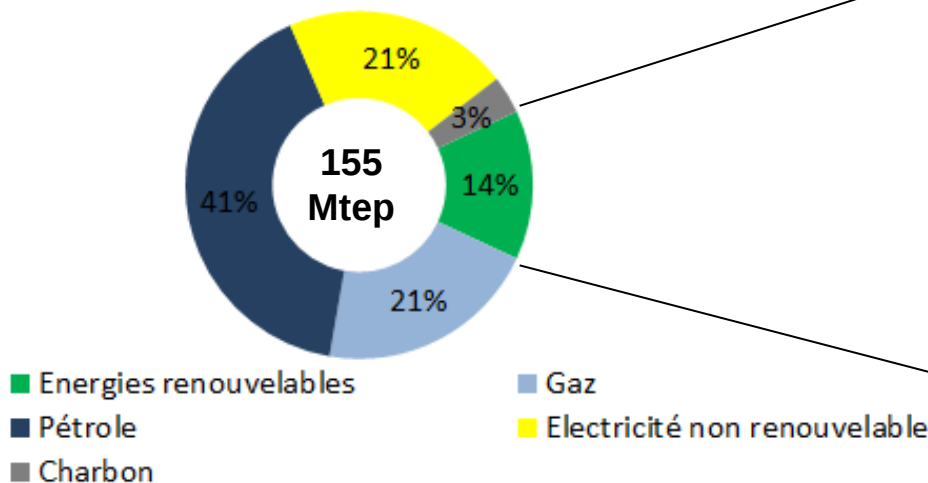


- **Il s'agit d'une photographie d'un parc optimal à un horizon lointain (2050)**, pas d'un scénario. Pas de prise en compte de la temporalité des investissements.
- **Equilibre offre-demande réalisé au pas horaire**: pas d'analyse de la stabilité du réseau au niveau infra-horaire.

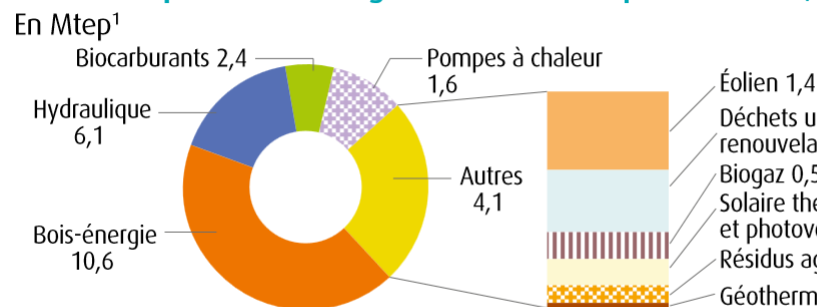
1. Contexte et objectifs de l'étude
2. Méthode et hypothèses
3. Résultats
4. Zoom sur les principales variantes
5. Enseignements

1. Les EnR représentent aujourd'hui environ 14% de la consommation finale d'énergie en France

Répartition des différentes énergies dans la consommation finale en France (2013)



Production primaire d'énergies renouvelables par filière : 24,4 Mtep¹



¹ Voir « Méthodologie – définitions » p. 43 * Voir définition p. 46
Champ : métropole.

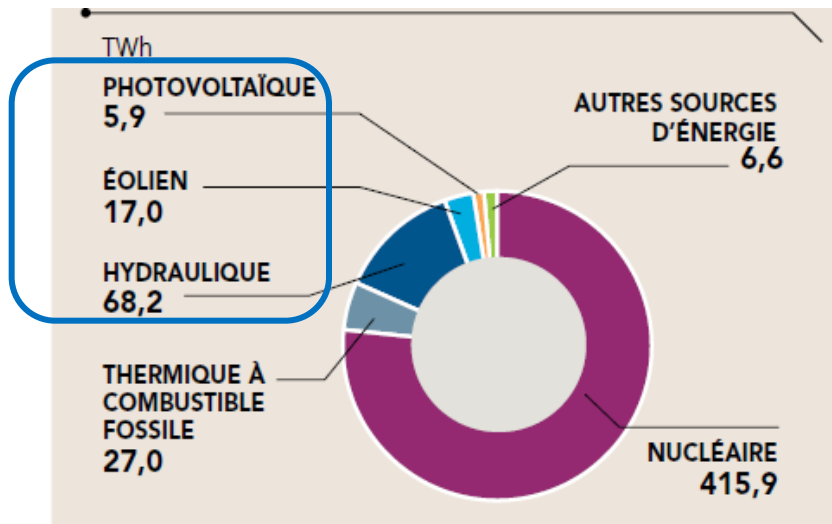
Source : SOeS, d'après

2. Les deux ressources majeures actuellement: le bois énergie et l'hydro-électricité

3. Pour l'électricité: les EnR représentent en 2014 environ 20% de la consommation

Quelles technologies pour l'électricité renouvelable?

Les EnR dans le mix électrique en 2014:

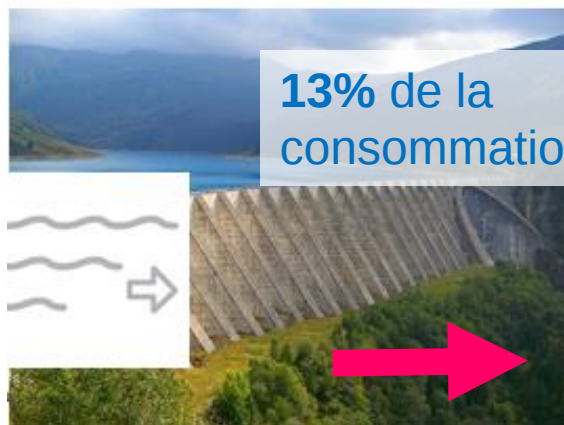


Source : RTE

3% de la
consommation



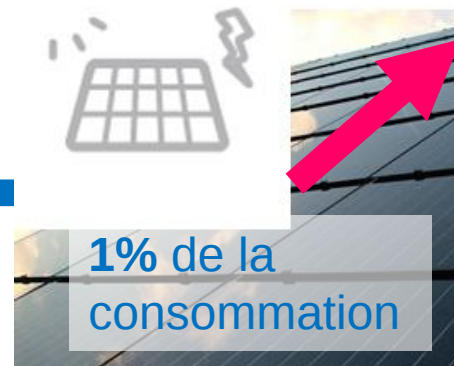
13% de la
consommation



1% de la
consommation



1% de la
consommation



Comment aller au-delà de 40% ?

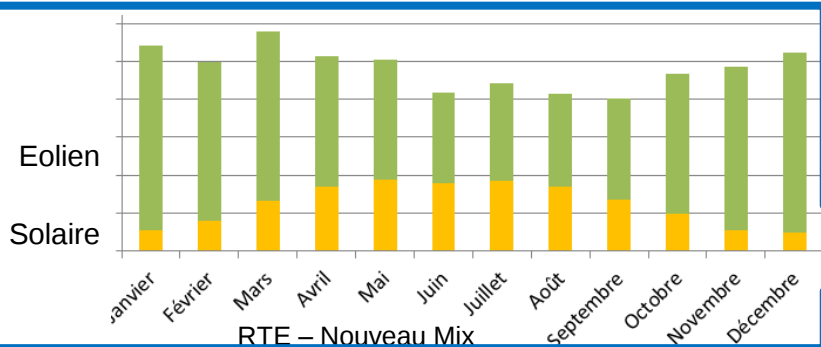
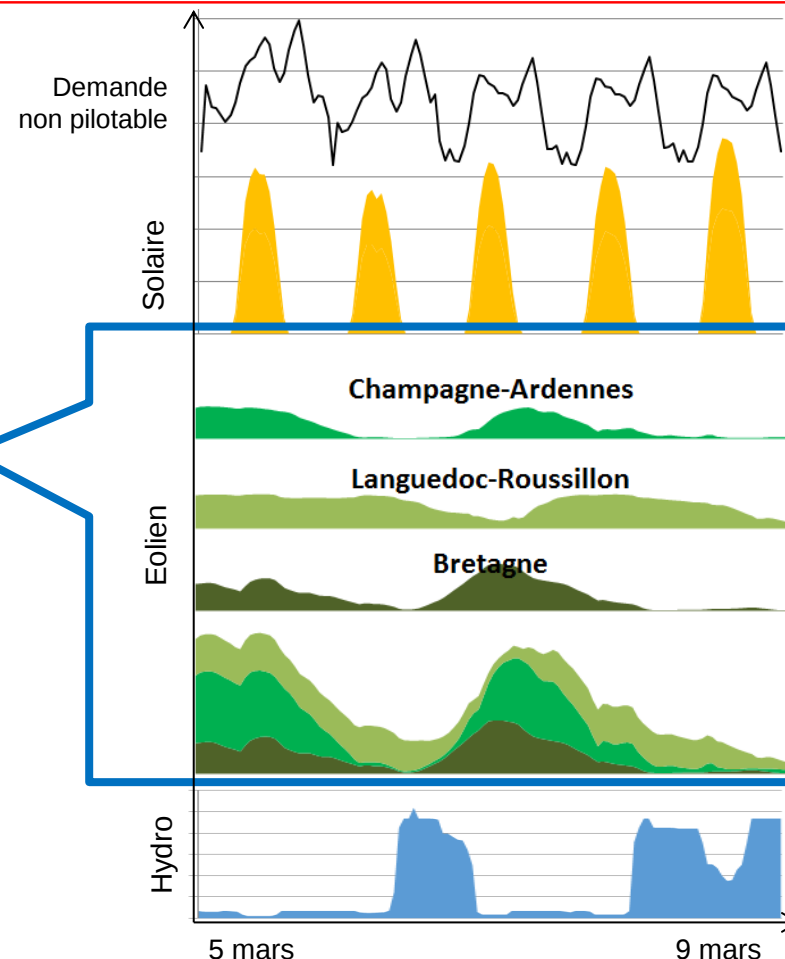
Les EnR: Aléatoires ? Non.

Variables ? oui, mais:

1. Une production solaire **corrélée avec la demande**.
2. Plusieurs régimes de vents assurant un certain **foisonnement** pour l'éolien.

Une bonne **prédictibilité** : *aléa éolien < à celui de la demande jusqu'en 2020*

3. Certaines EnR plus **flexibles** que d'autres: l'hydraulique de « lac », rendant le parc français très flexible.



5. Des profils mensuels **complémentaires**, l'éolien contribuant davantage en hiver

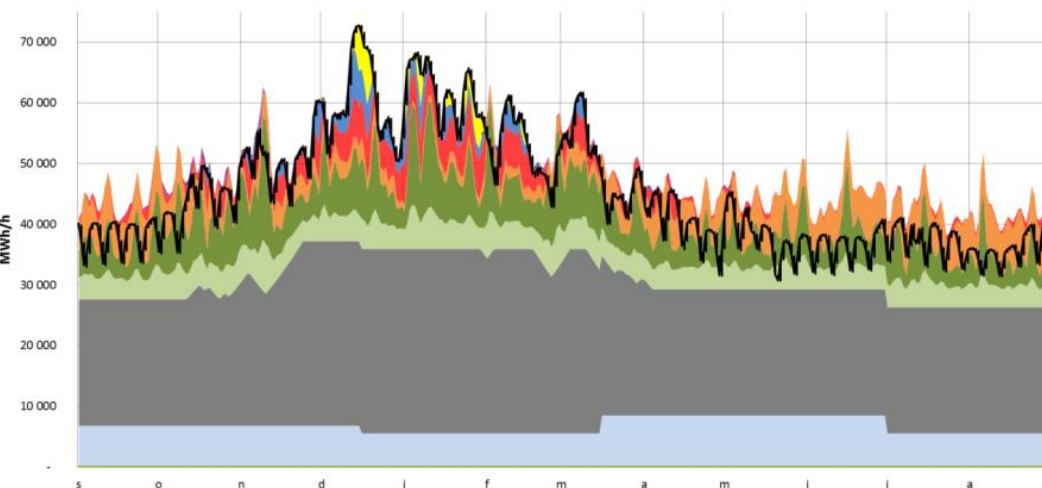
• Visions ADEME 2030:

- Un mix électrique 50% EnR est possible
- Tout en équilibrant offre et demande chaque heure

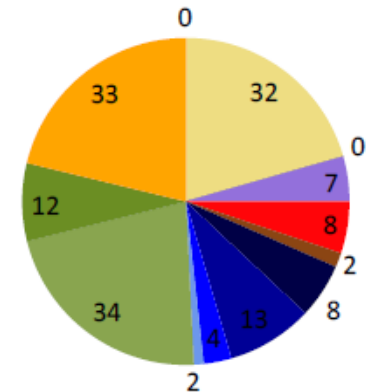
• La place du stockage à l'horizon 2030:

- Le système électrique français est déjà très flexible
- Le potentiel de stockage supplémentaire économiquement rentable est assez faible (<2 GW)

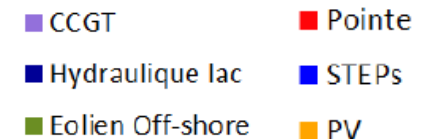
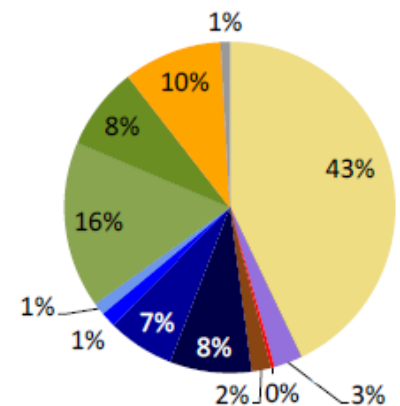
Production VS Consommation (2030) w. imports



Parc installé ADM (157 GW)



Production ADM (440 TWh)

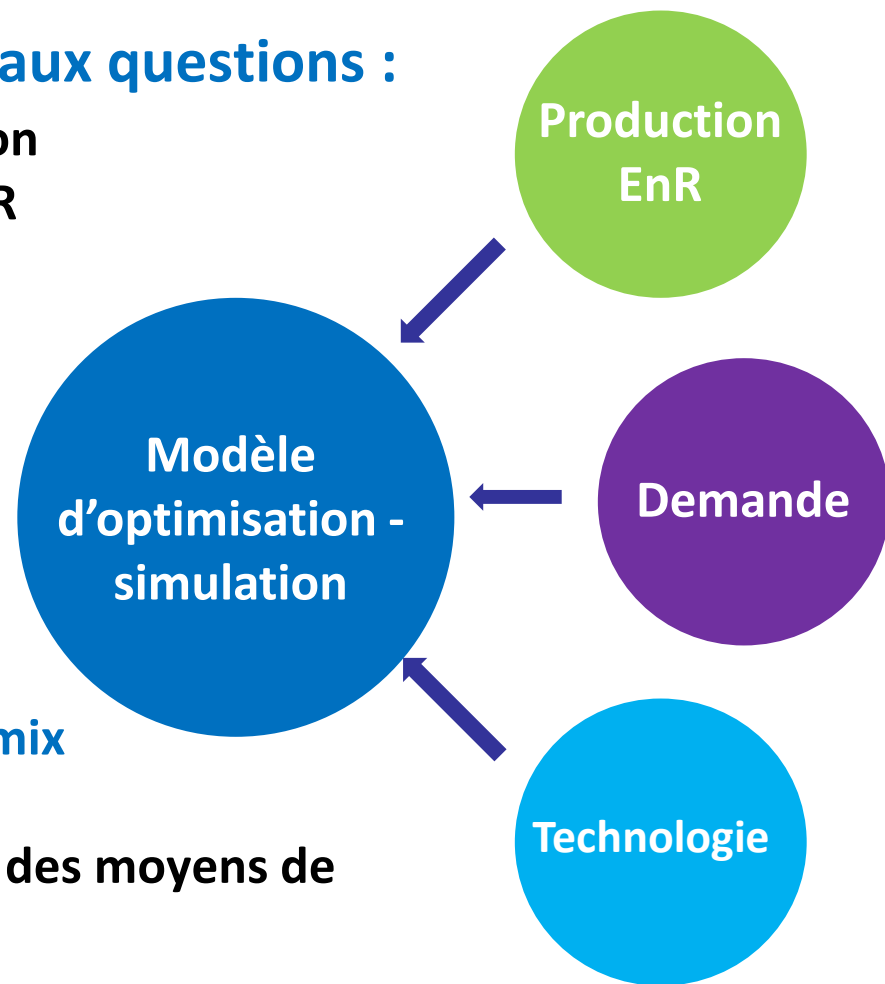


L'étude a pour objectifs de répondre aux questions :

- Quelles contraintes apparaissent lorsqu'on augmente de manière importante les ENR dans le mix **électrique renouvelable** 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

1. Contexte et objectifs de l'étude

2. Méthode et hypothèses

3. Résultats

4. Enseignements

Le modèle construit un mix renouvelable distribué sur les régions, et optimise la gestion des moyens de production.

**Modèle
d'optimisation -
simulation**

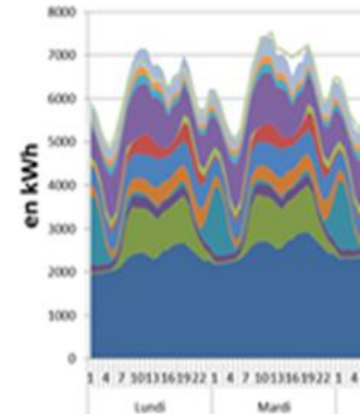
A chaque étape d'optimisation, le modèle arbitre entre :

- Installer un nouveau moyen EnR
- Construire une capacité réseau
- Construire de la flexibilité

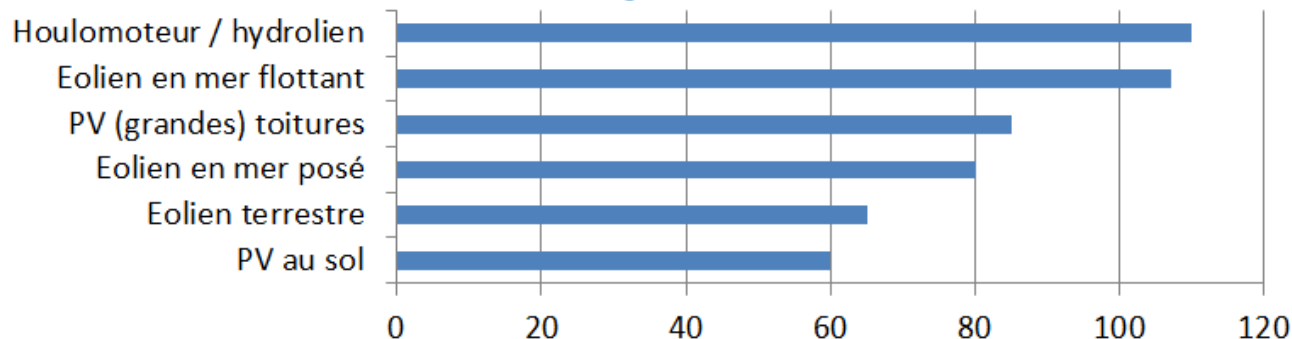
Contrainte: équilibrer offre et demande, chaque heure de l'année

Objectif: minimisation du coût de l'électricité

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



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



■ LCOE (€/MWh)

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

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 complète 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

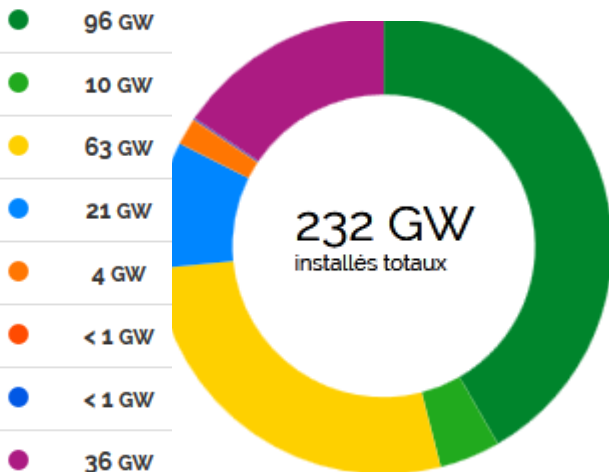
5. Le développement du réseau inter-régional est nécessaire pour mutualiser les potentiels

- + 36% de capacité de réseau inter-régional

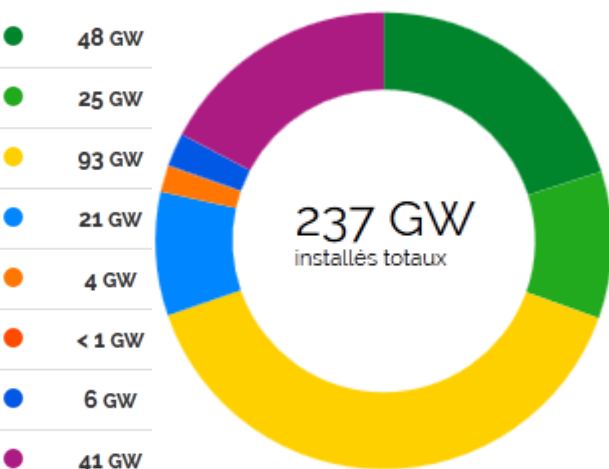
Selon les contraintes,
plusieurs mix optimaux
sont identifiés.

PV et éolien en sont les
2 piliers.

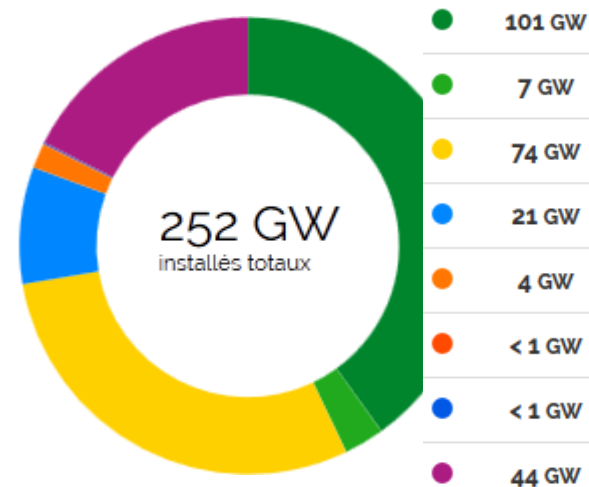
Scénario central



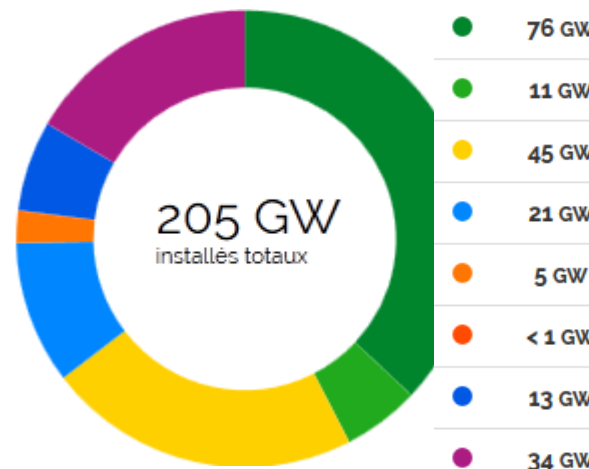
Acceptabilité modérée



Coût de réseau élevé



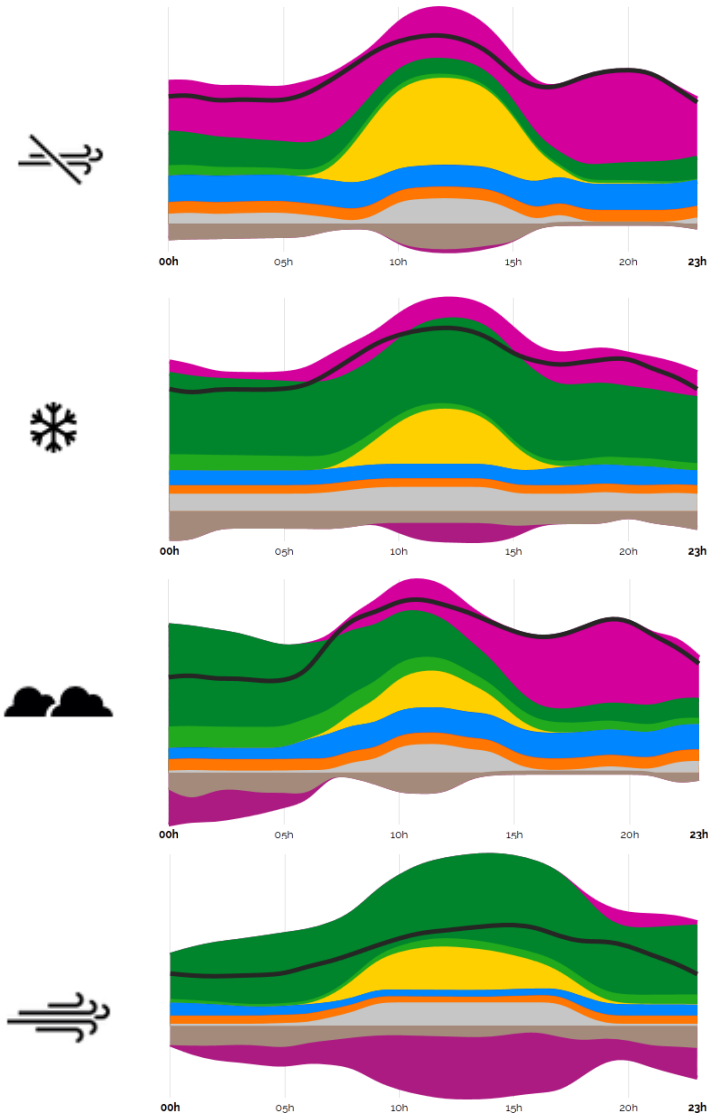
Technologies émergentes accessibles



- Éolien terrestre
- Éolien en mer
- Solaire photovoltaïque
- Hydraulique
- Biomasse
- Géothermie
- Énergie marines renouvelables
- Stockage

Les mix 100% EnR sont robustes face aux aléas météorologiques :

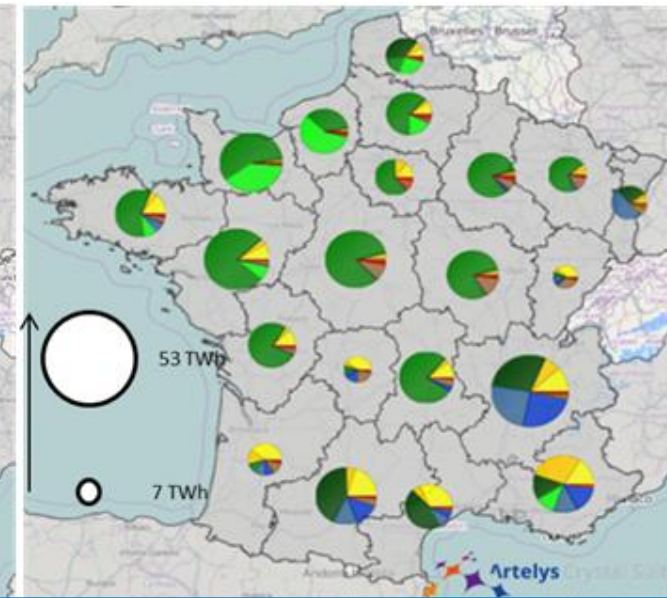
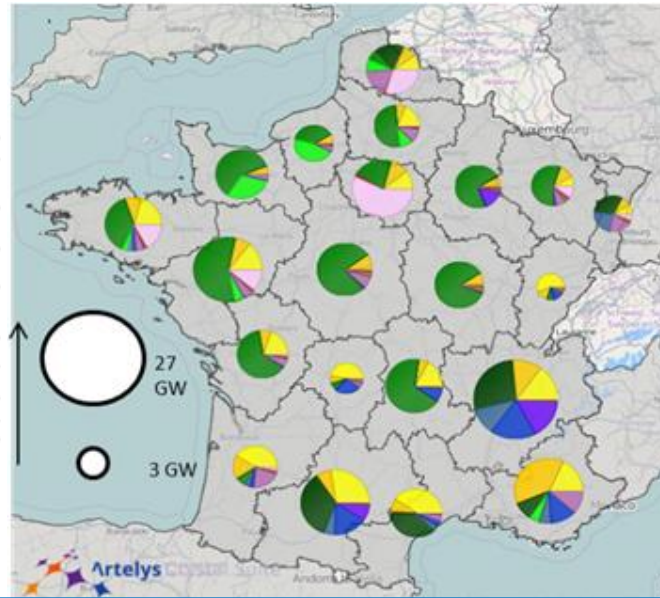
- **Atouts méthodologiques :**
 - Productions éoliennes et solaires cohérentes au niveau France et au niveau européen
 - Mix étrangers 80% EnR
 - La demande France est corrélée à la température
- **Le mix retenu « fonctionne » sans défaillance pour 7 années météorologiques : juin 2006 à mai 2013**
- **Une variante « année sèche » également réalisée**



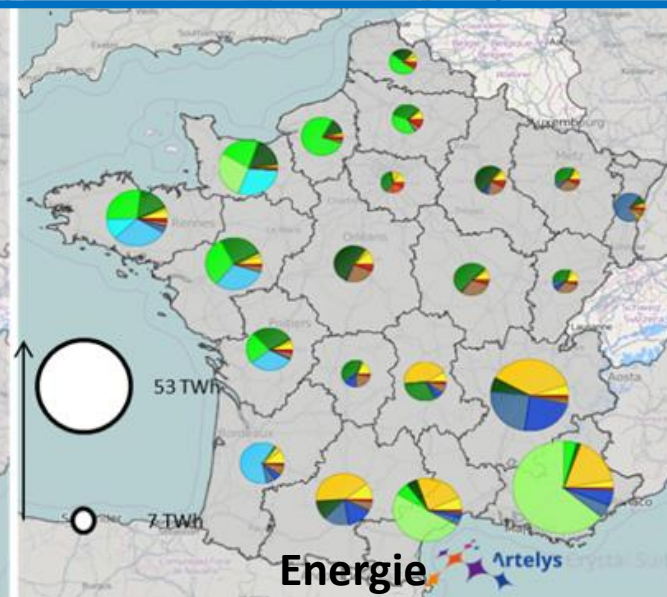
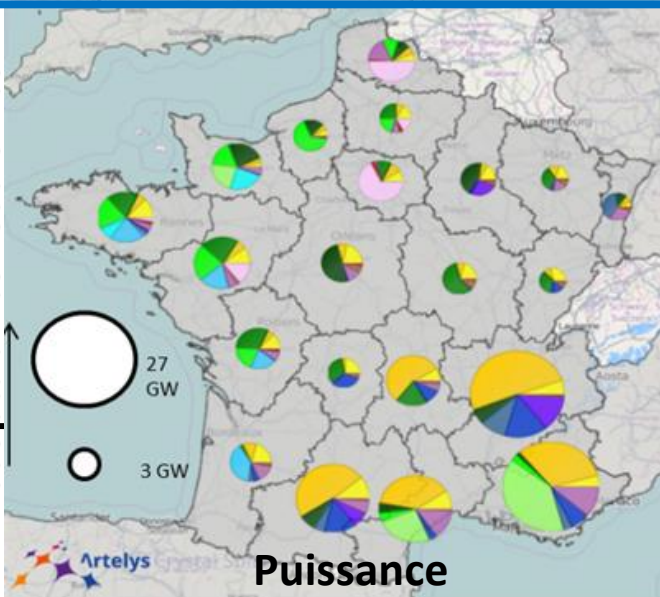
Des mix régionaux dont les gisements retenus dépendent :

- du LCOE
- du coût de réseau
- du profil de production

Cas de référence



Acceptabilité restreinte



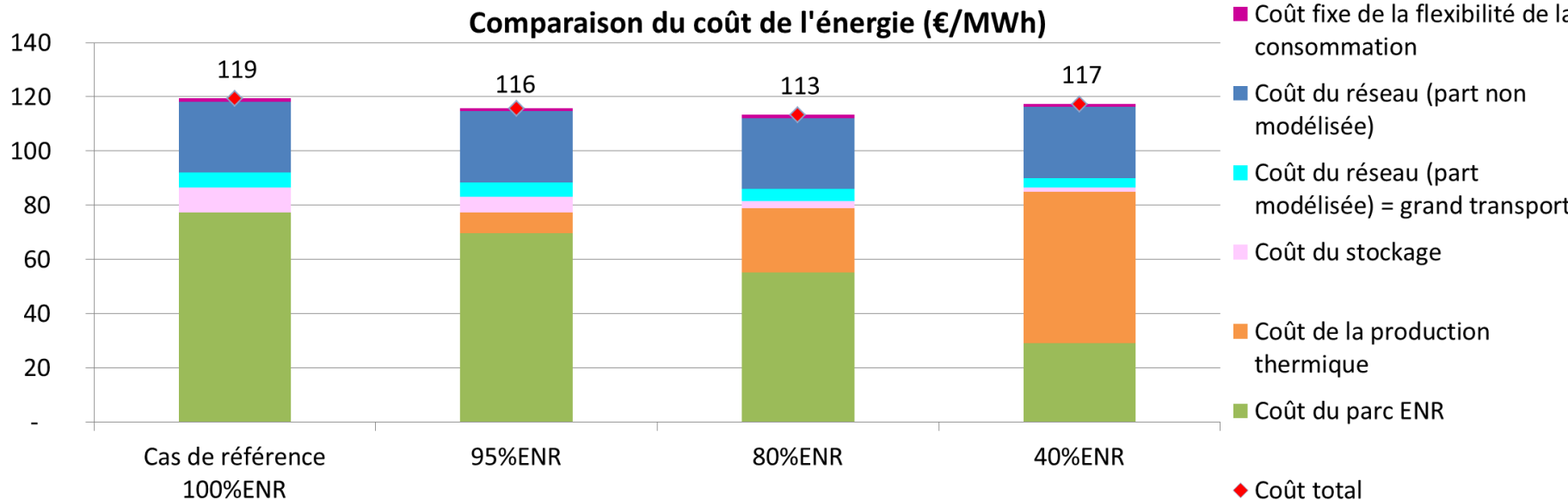
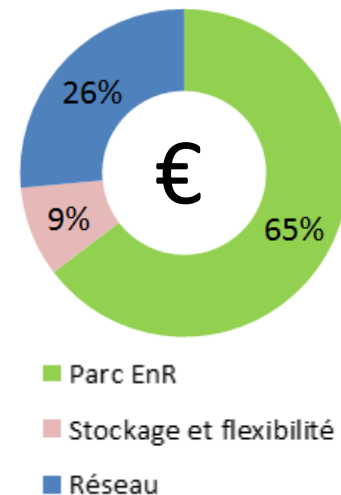
Puissance

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:
 - Un surcoût du mix 100% EnR de seulement 2% par rapport à un mix électrique 40% EnR



• La maîtrise des coûts repose en premier lieu sur:

- **La maîtrise de demande:** Si + 20% de demande en Énergie :
 - les derniers kWh à produire coûtent 30% plus chers à produire
 - +26% de coût global ; soit +5% de coût du MWh
- **Les progrès technologiques:** *[faibles / incrémentaux / en rupture]*
 - Un intervalle de variation compris entre -5% et +14% de coût du MWh
 - Les hypothèses de progrès technologiques affectent les filières différemment
- **L'acceptabilité sociale:** *[bonne / modérée / restreinte]*
 - +7% du coût du MWh en cas d'acceptabilité modérée
 - +12% du coût du MWh en cas d'acceptabilité restreinte

Sensibilité du coût du MWh en % (base 100)

Cas de référence - 100% EnR

100

Consommation plus élevée

5

Progrès technologiques

5

14

Acceptabilité sociale

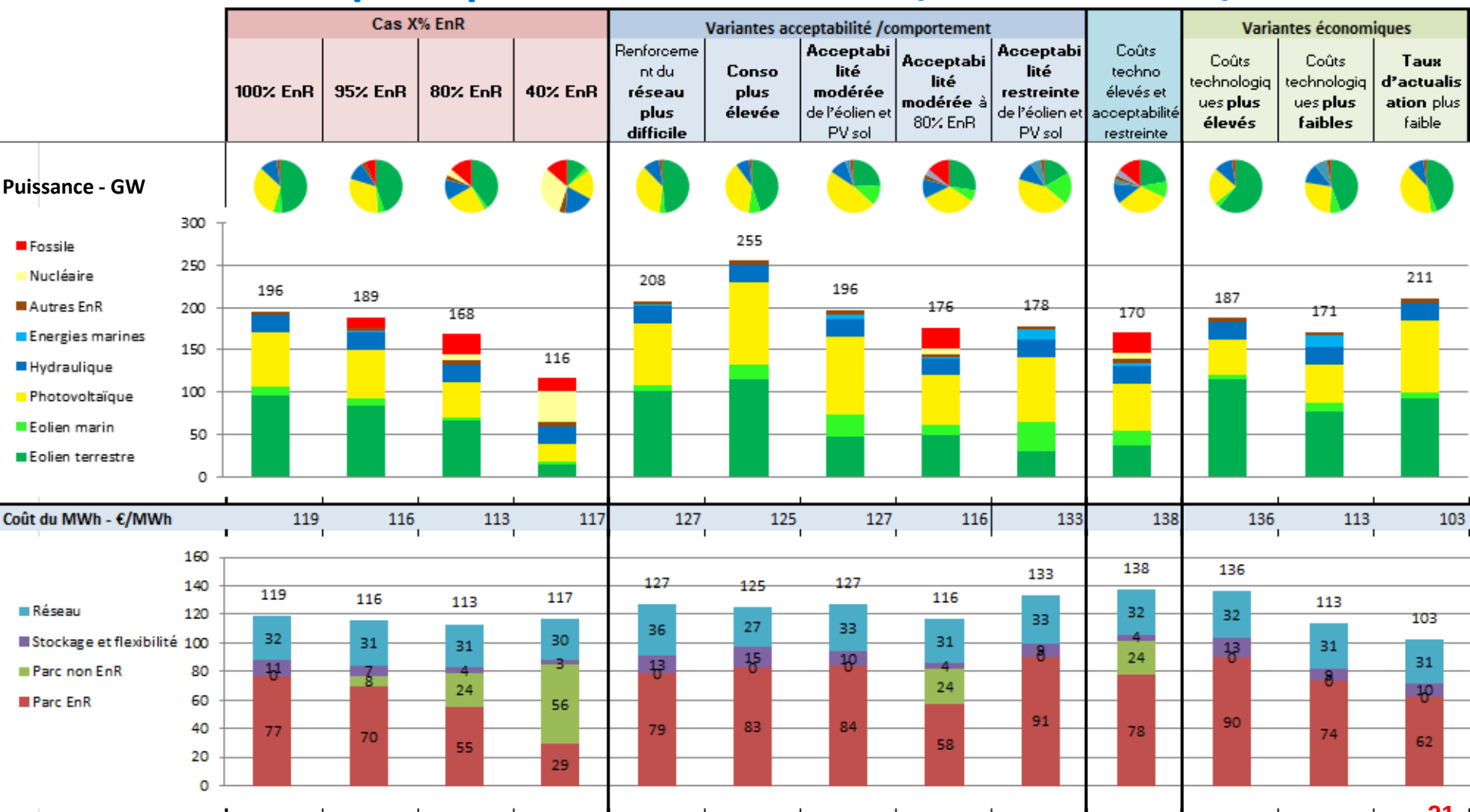
7

5

Résultat 2

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

- Bilan des principales variantes : 103 €/MWh → 138€/MWh



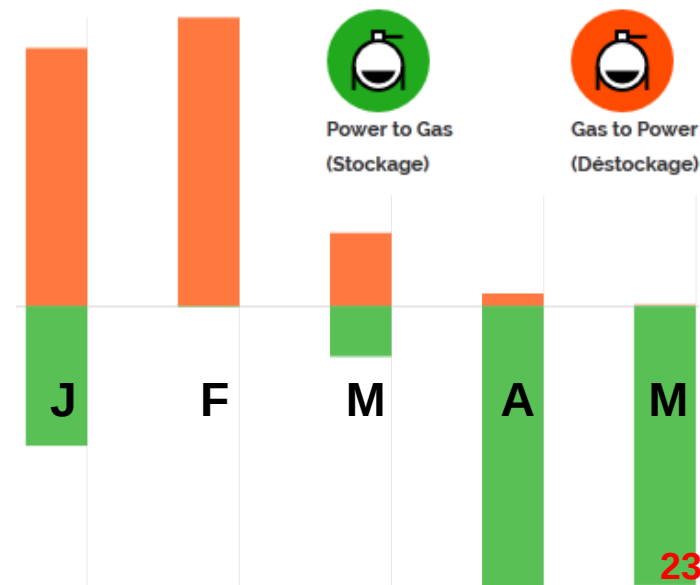
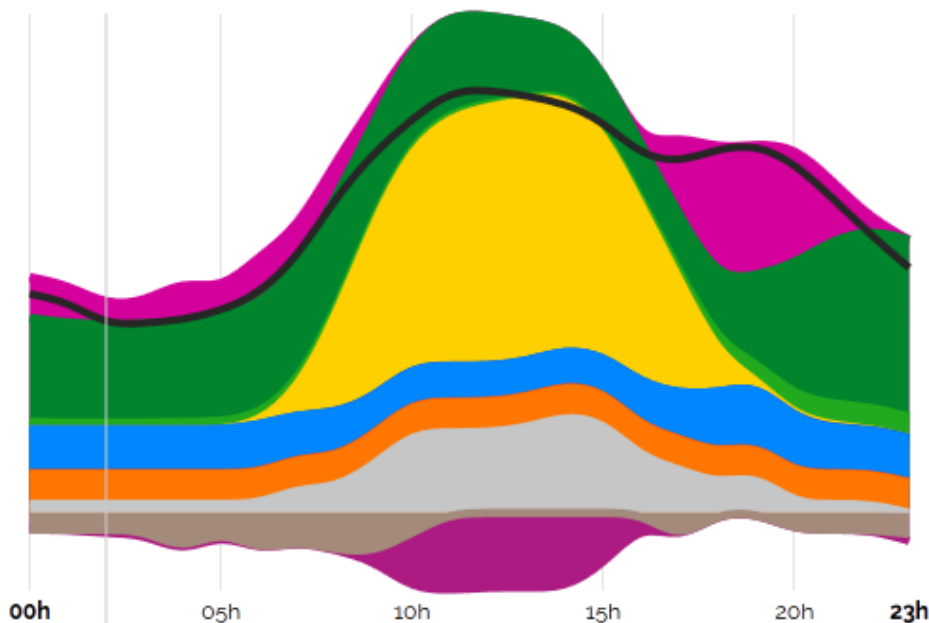
- **Une fraction non-EnR dans le parc permet de limiter les surcoûts liés aux contraintes d'acceptabilité sociale des EnR**
 - La variante 80% EnR avec acceptabilité modérée est 3% plus chère que la variante 80% EnR sans contrainte (+6% entre ces mêmes variantes 100% EnR)

Impact des contraintes d'acceptabilité modérée		
	Cas 100% EnR	Cas 80% EnR
Augmentation du coût de l'électricité consommée	8 €/MWh	3 €/MWh
Augmentation du coût total	3.1 Mds€/an	1,3 Mds€/an
Augmentation relative du coût	6%	3%
Coût de l'énergie non acceptée	33 €/MWh	23,5€/MWh

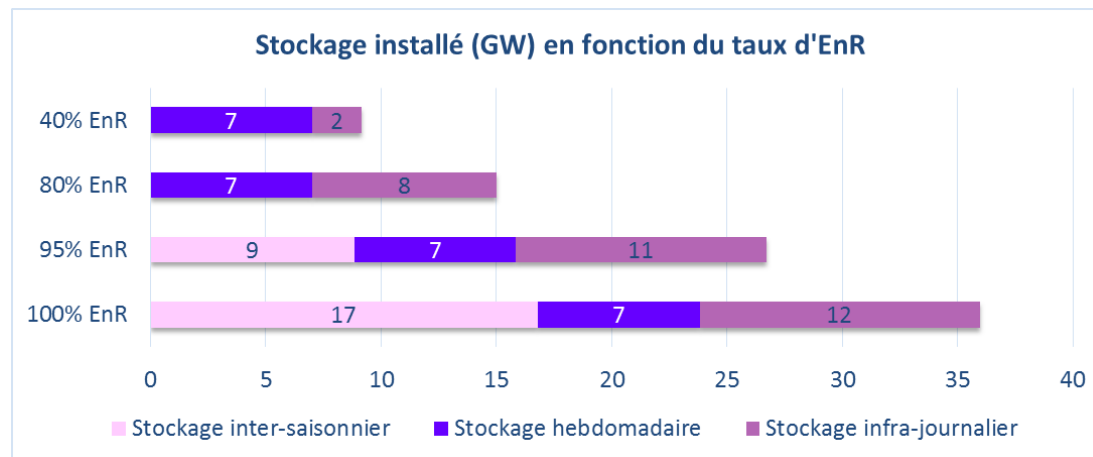
- La variante 80% EnR avec coûts élevés et acceptabilité restreinte a un coût global quasi équivalent à la variante 100% EnR avec coûts élevés sans autre contrainte

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



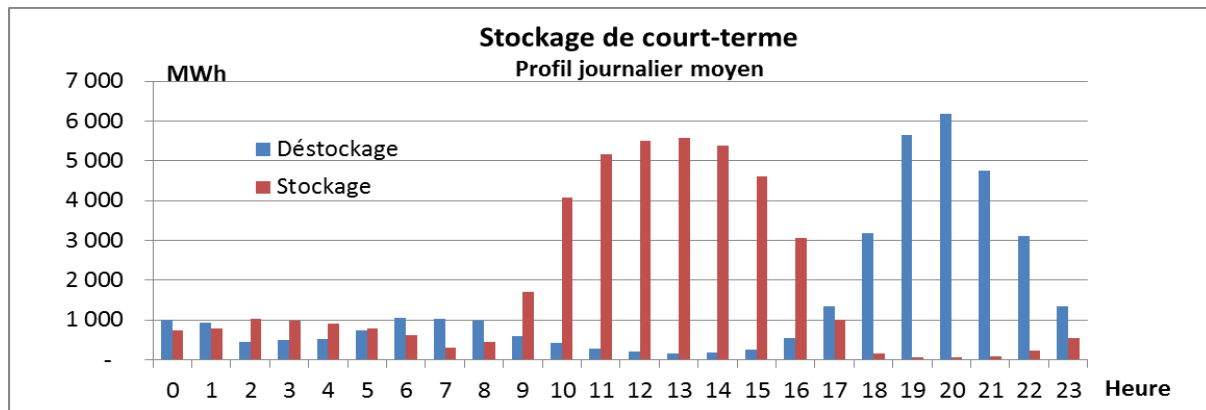
- **La part relative des différents types de stockage dépend des contraintes de mix**
 - **Le stockage journalier croît avec la part de PV:** environ 20% (8 GW) de la capacité installée de PV dès 80% EnR.
 - **Le stockage inter-saisonnier n'est plus nécessaire en deçà de 80% EnR,** en dehors d'autres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



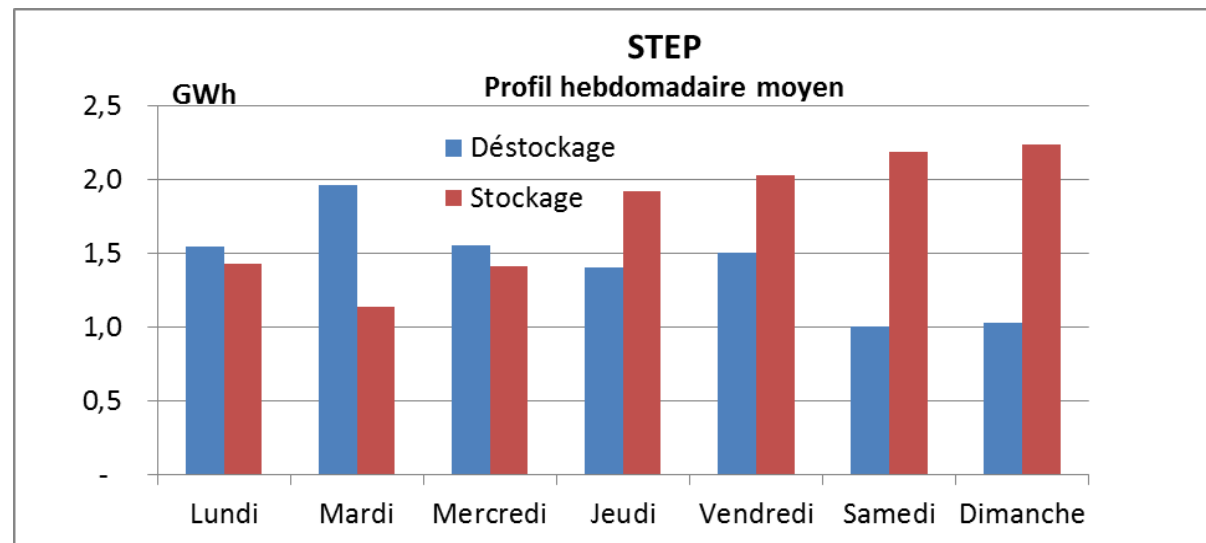
- **Flexibilité dynamique de la demande et stockage infra-journalier rendent les mêmes services au système**

Résultat 3

Flexibilité et stockage sont indispensables



Stockage court terme
(batteries, CAES) :
déplacement des heures
méridiennes



Stockage STEP :
déplacement des jours de
week end vers la semaine

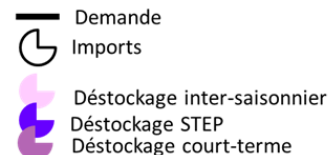
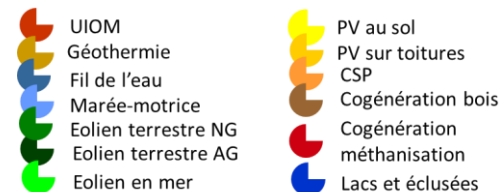
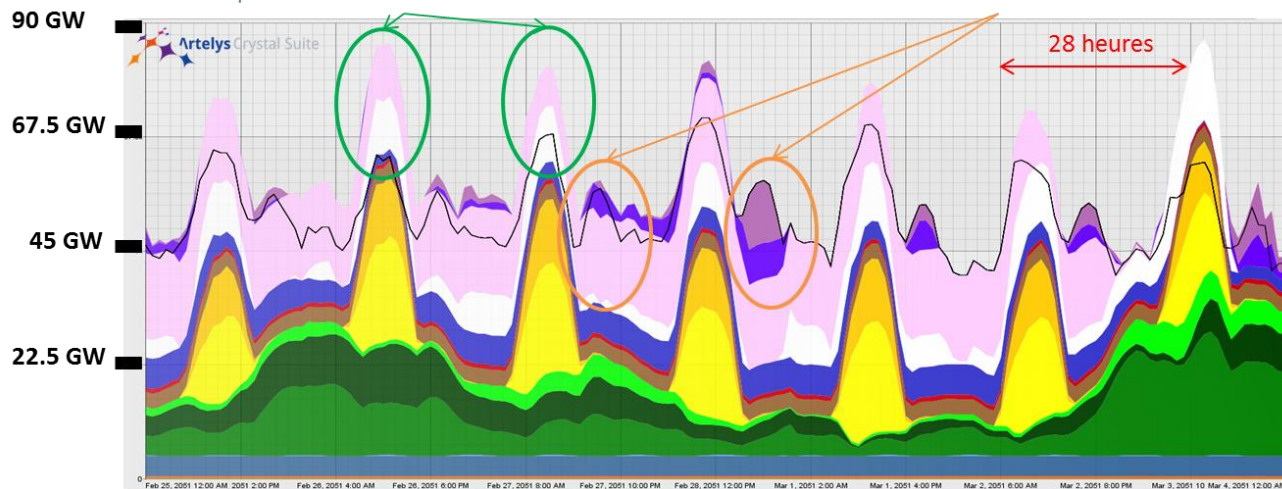
Résultat 3

Flexibilité et stockage sont indispensables

Exemple des périodes sans vent: 24/02 au 3/03

Déstockage inter-saisonnier le jour pour remplir les stocks de plus court-terme

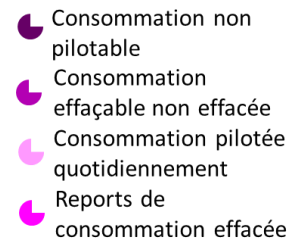
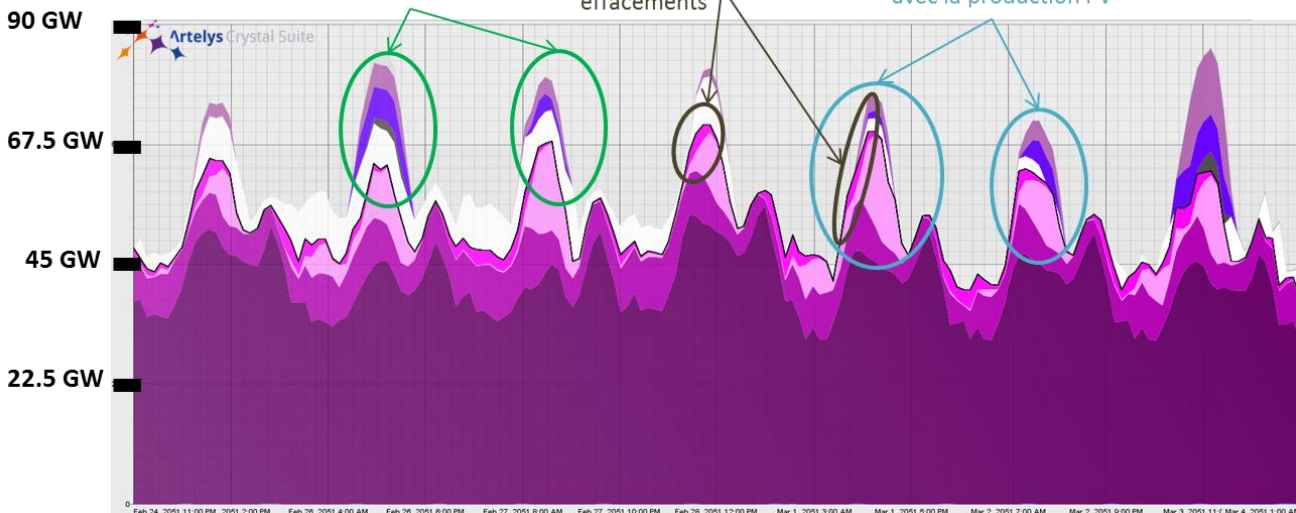
Utilisation de tous les stockages pour satisfaire la pointe de consommation nocturne



Stockage de court-terme et de STEP

Reports suite aux effacements

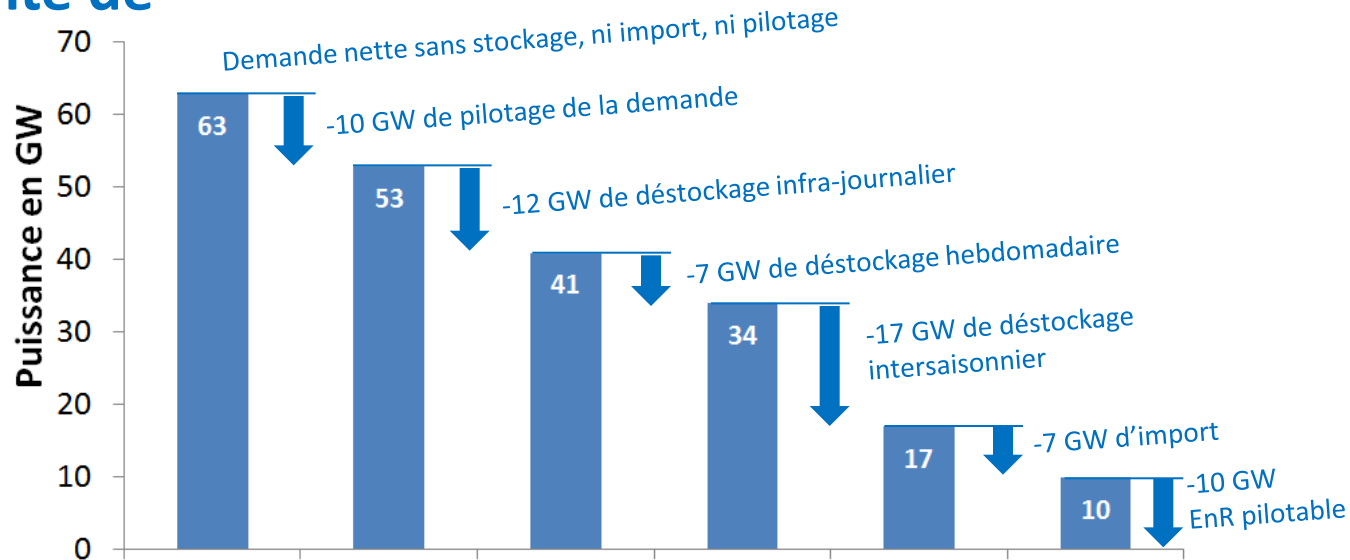
Consommation pilotable coïncidant avec la production PV



• Passage de la pointe de demande nette:

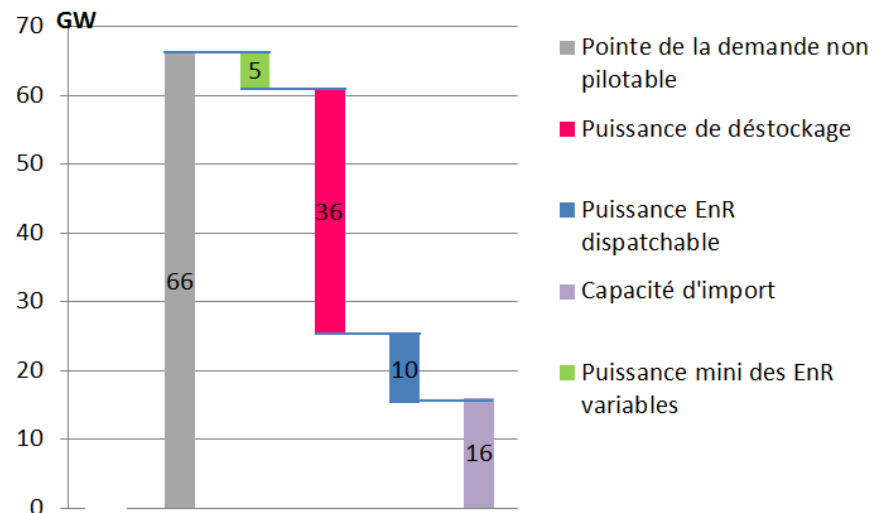
- **63 GW,**
le 11 janvier à 19h

Passage de la pointe de demande nette

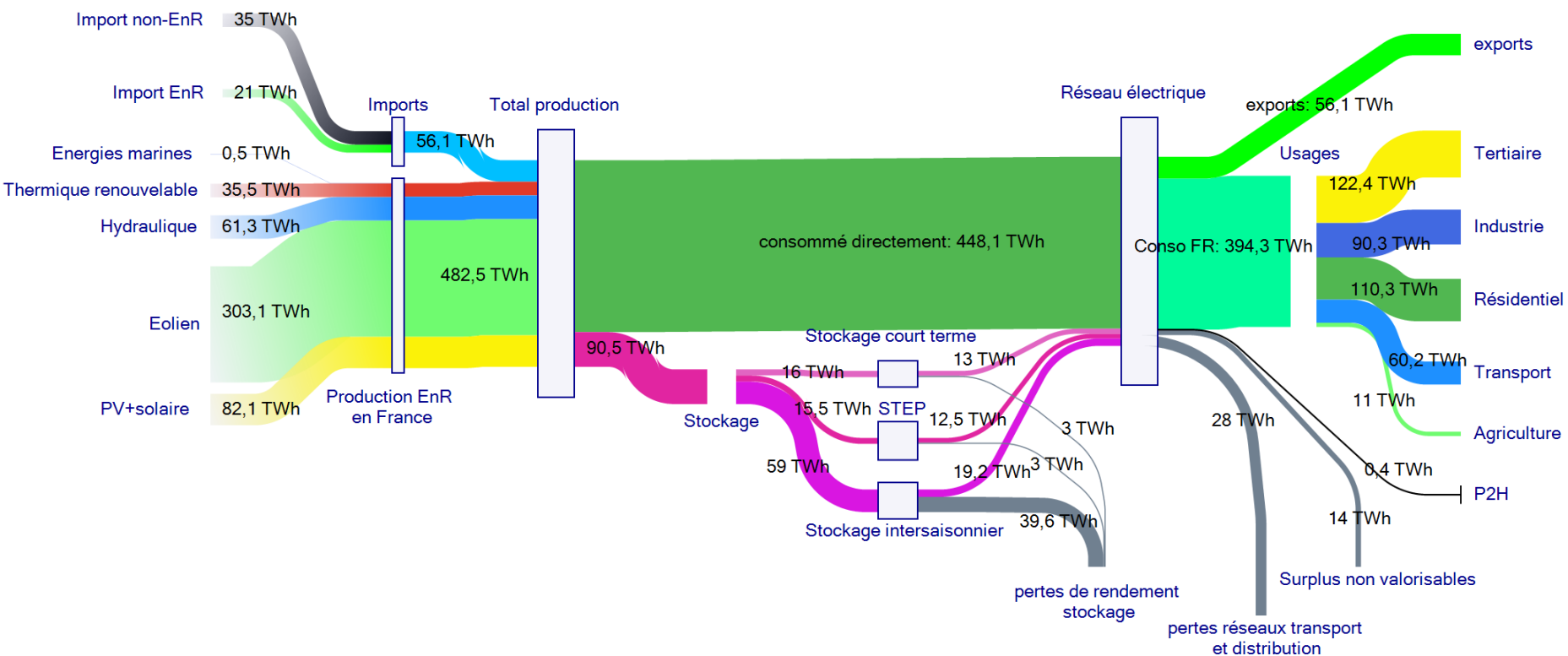


• Passage de la pointe dans le pire des cas:

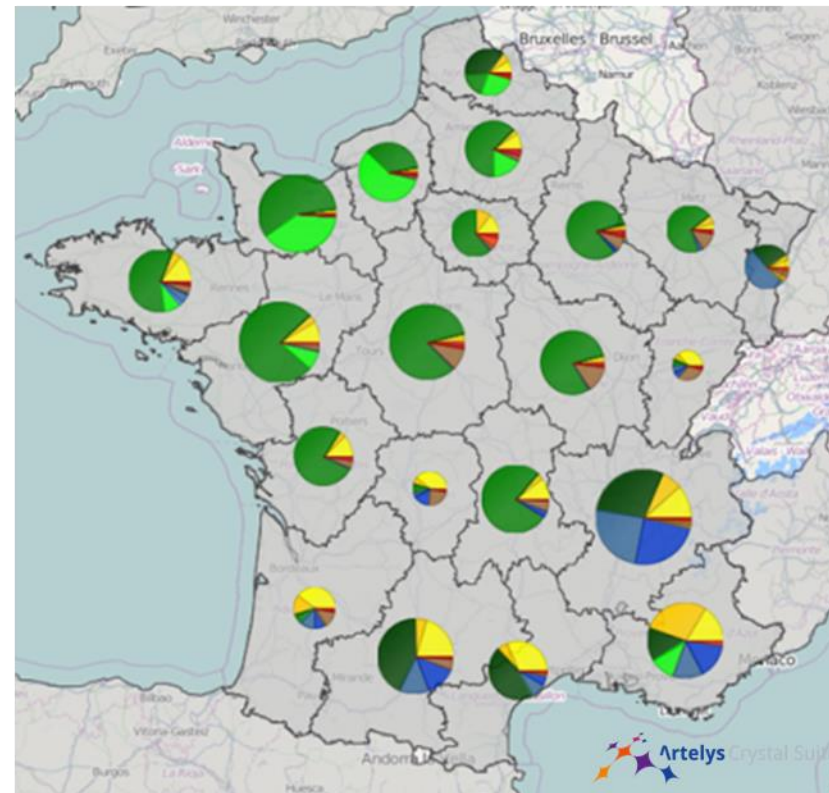
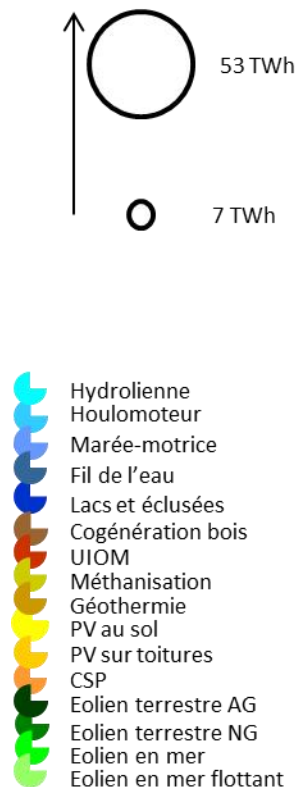
- **Pointe de demande non pilotable de 66 GW**
- **Minimum foisonné de prod EnR variable: 5GW**



- Des pertes liées au stockage bien prises en compte



- 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
 - Exemple de l'éolien en mer posé en PACA
 - Même si prédominance de l'éolien, chaque filière apporte de la valeur au système
 - Surcoût de remplacement de l'énergie PV: +24€/MWh



- **Les services rendus par les différentes filières:**
 - **Les filières dispatchables**
 - Leurs gisements sont saturés, même pour des coûts plus élevés
 - **Photovoltaïque:**
 - Bonne adéquation avec le profil de demande
 - Mais part du PV tend à saturer car doit s'accompagner de flexibilité de la demande ou stockage
 - **Energies marines:**
 - L'intégration des énergies marines permet de diminuer le besoin de stockage inter-saisonnier
 - **Eolien de nouvelle génération:**
 - L'éolien de nouvelle génération augmente le temps d'utilisation moyen des capacités réseau

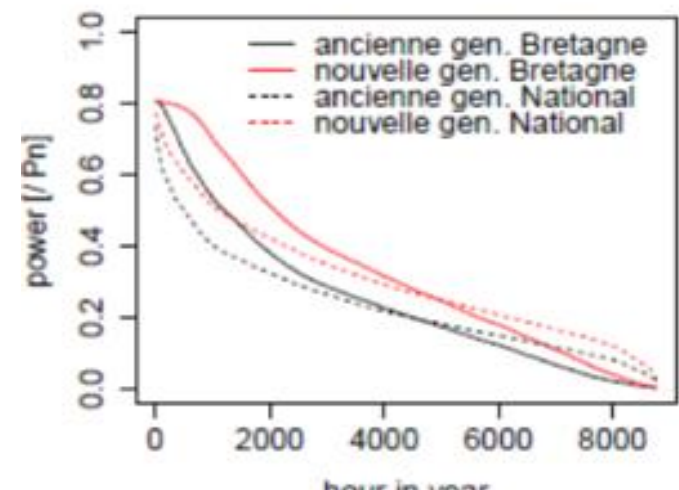
75% du parc éolien terrestre est de technologie « nouvelle génération »

- Plus grande pales, plus hautes
- Captent des vents plus faibles
- Atteignent plus vite leur puissance nominale
- Un profil de production plus « system- friendly » (moins de variabilité)



Eolienne
standard
(2,5m²/kW)

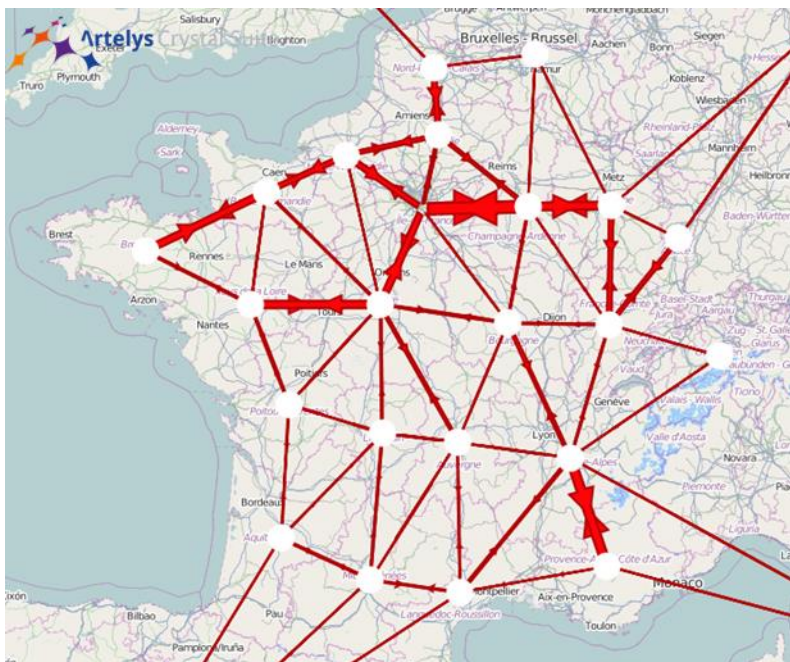
Eolienne toilée
(6m²/kW)



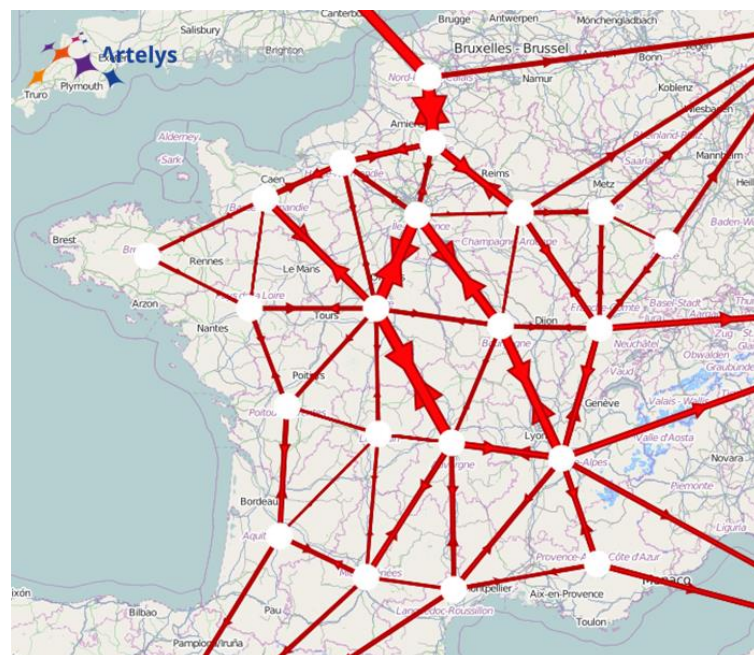
Le développement du réseau est nécessaire et permet de mutualiser les potentiels

- 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



1. Contexte et objectifs de l'étude
2. Méthode et hypothèses
3. Résultats
4. Zoom sur les principales variantes
5. Analyses complémentaires
6. Enseignements

- **Principaux éclairages, à ce jour:**
 - Importance de la MDE/MDP pour accompagner une politique de développement des EnR
 - Importance de la R&D et de l'accompagnement 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
- **Plusieurs variantes ou approfondissements à étudier:**
 - Etude « Autonomie énergétique des Zones non interconnectées »
 - Evaluation de l'impact macro-économique
 - Meilleure prise en compte des surcoûts du réseau électrique, notamment de distribution
 - Prise en compte de la dynamique infra-horaire
 - ACV du mix électrique...

Merci de votre attention

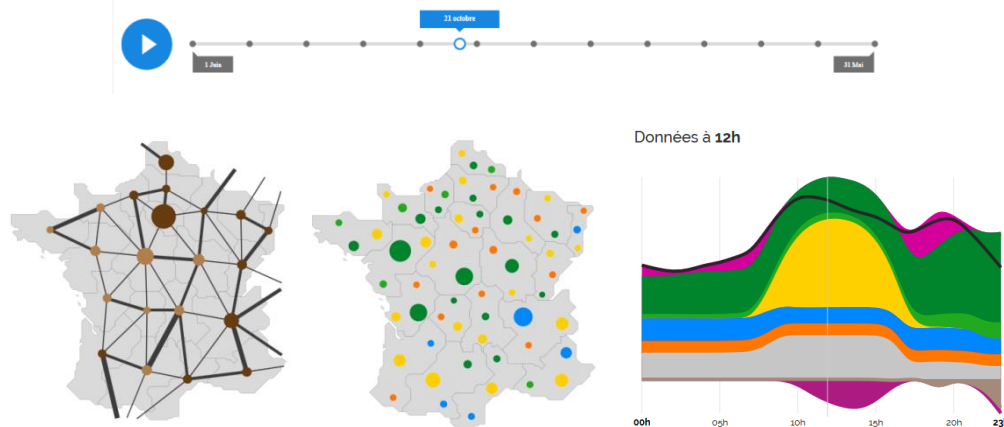
Contact: David.Marchal@ademe.fr

Tous les résultats sur:  

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

Le détail des chroniques horaires:  

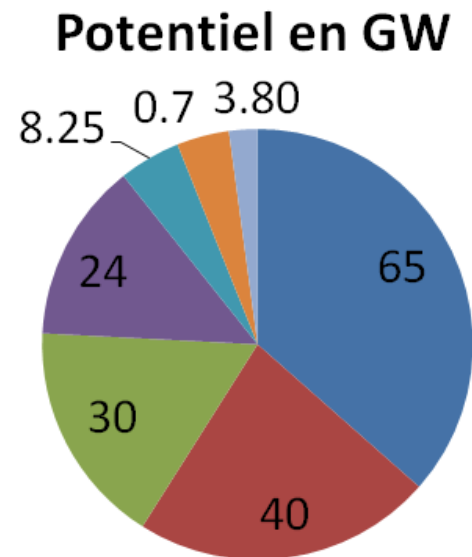
<http://mixenr.ademe.fr>



ANNEXES

3 scénarios énergétiques retenus:

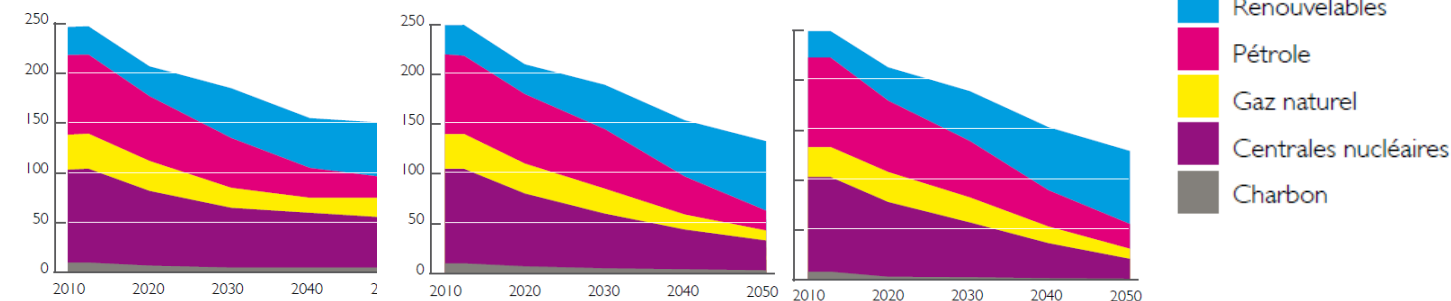
- Haut: 50% de nucléaire
- Médian: 25% de nucléaire
- Bas: 18% de nucléaire
- Les +:
 - Des gisements EnR électriques importants
 - Un potentiel pour « verdir » d'autres secteurs
- Les -:
 - Un équilibre offre-demande moins évident
- Opportunité d'aller plus loin →



SCÉNARIO ADEME HAUT

SCÉNARIO ADEME MÉDIAN

SCÉNARIO ADEME BAS



Consortium retenu:

 **Artelys**



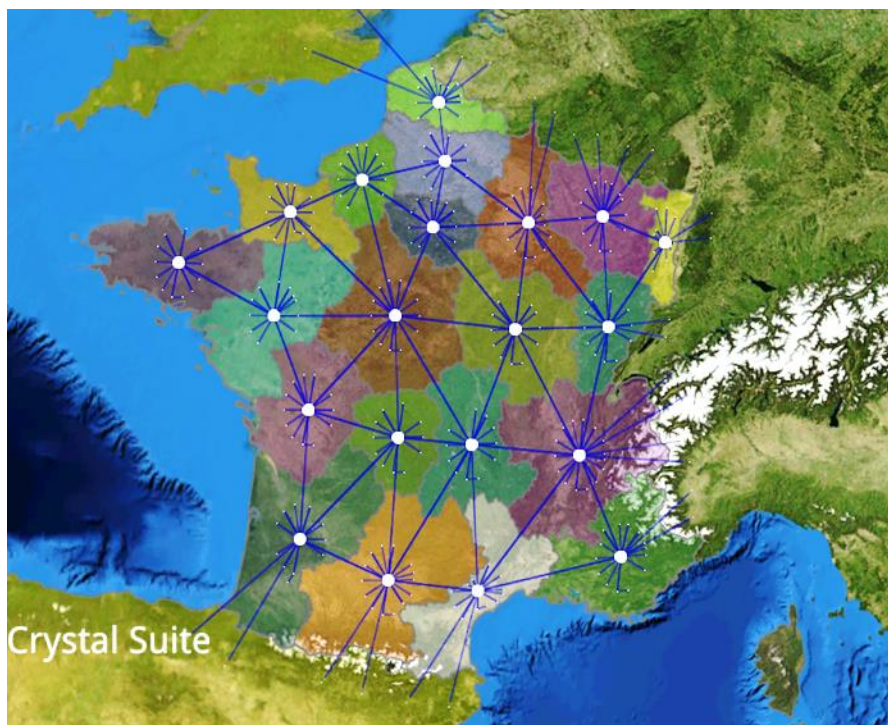
Gouvernance:

	Comité de pilotage	Comité scientifique	Comité d'échange
Composition	• ADEME • DGEC • (RTE) • Consortium	• Universitaires • Experts techniques	• Acteurs du secteur électrique • Syndicats
Fréquence des réunions	Au moins 1 fois par mois	3 fois	Mai 2014 Novembre 2014 Juillet 2015
Objectif		Validation scientifique de l'approche	Echange et partage de la démarche

Cadrage

1. Reconstitution des courbes de demande d'électricité 2050 par secteur et région
2. Calcul des gisements max pour les différentes EnR
3. Choix des mix européens
4. Trajectoire d'évolution des coûts des technologies
5. Modélisation des productibles horaires pour 7 années météo (vent, soleil, température) au niveau régional et européen
6. Simulations et optimisations du mix électrique pour satisfaire la demande
7. Chiffrage économique, analyses, études de sensibilité

Quels territoires ?



- Maille régionale : 21 régions
- Interconnexions avec les pays frontaliers
- Les mix européens sont 80% EnR

Quelles énergies ?

Interactions avec :

- les réseaux de chaleur Power to Heat
- le réseau de gaz : Power to Gas et Gas to Power

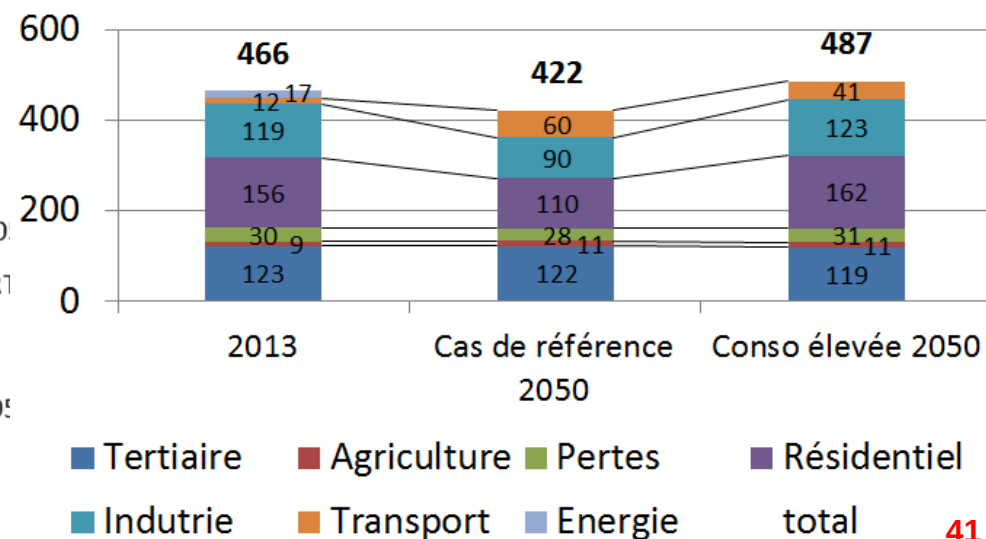
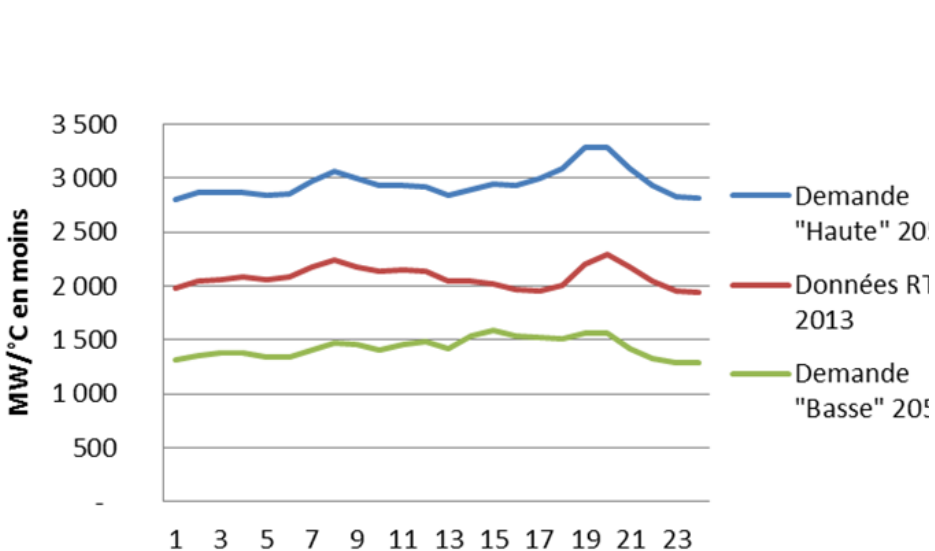
Quelle définition du 100% EnR ?

- Les imports d'électricité non EnR sont possibles, mais inférieurs aux exports
- Le gaz de synthèse injecté dans le réseau de gaz est considéré comme réutilisable par la suite.

Hypothèse structurante 1: la demande et sa flexibilité

> Un volume en baisse, mais de nouveaux usages couverts;
une structure en forte évolution.

	2013	ADEME 2050	2050 Consommation élevée
Volume (TWh)	466	422	487
Pointe (GW)	~100	96	134
Thermosensibilité (MW/°C en moins)	2300	1500	3300

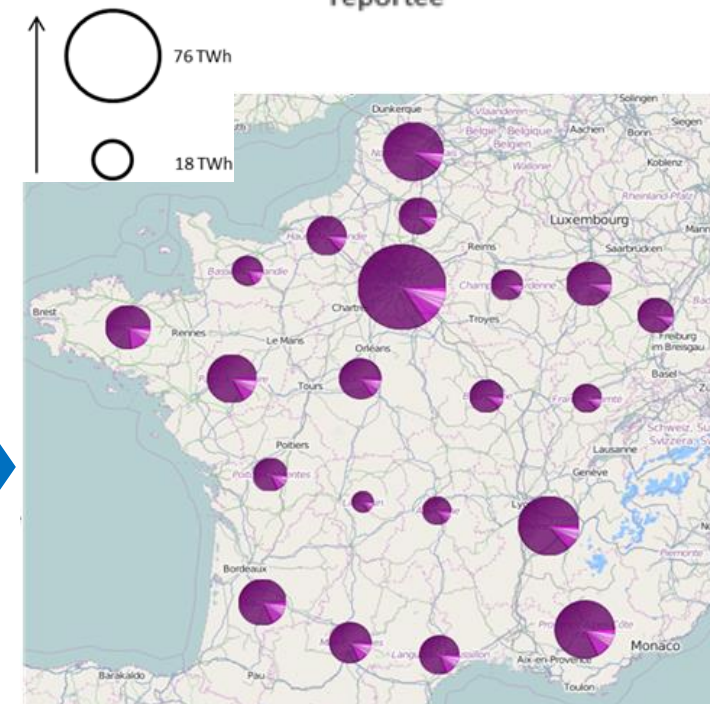
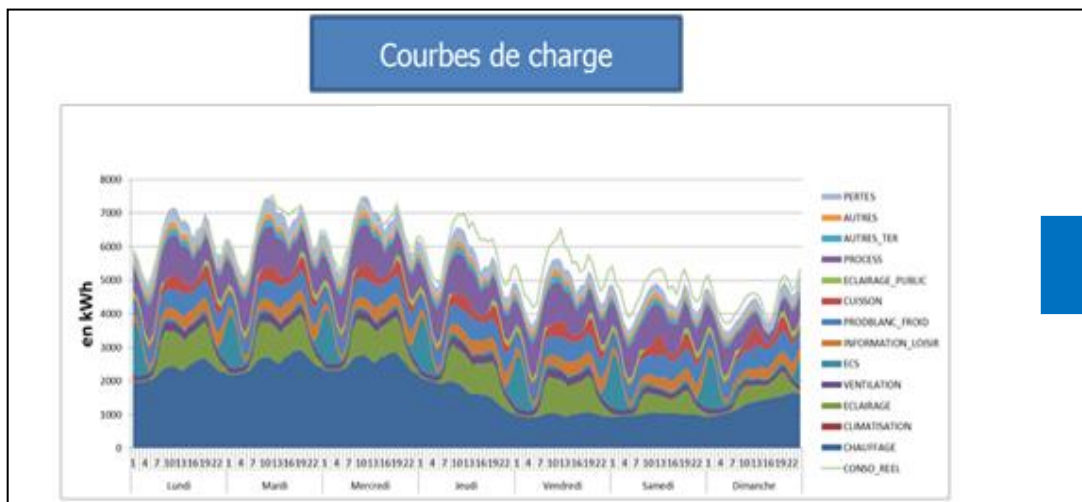


Hypothèse structurante 1: flexibilité de la demande

Des hypothèses fortes de pilotage de la demande

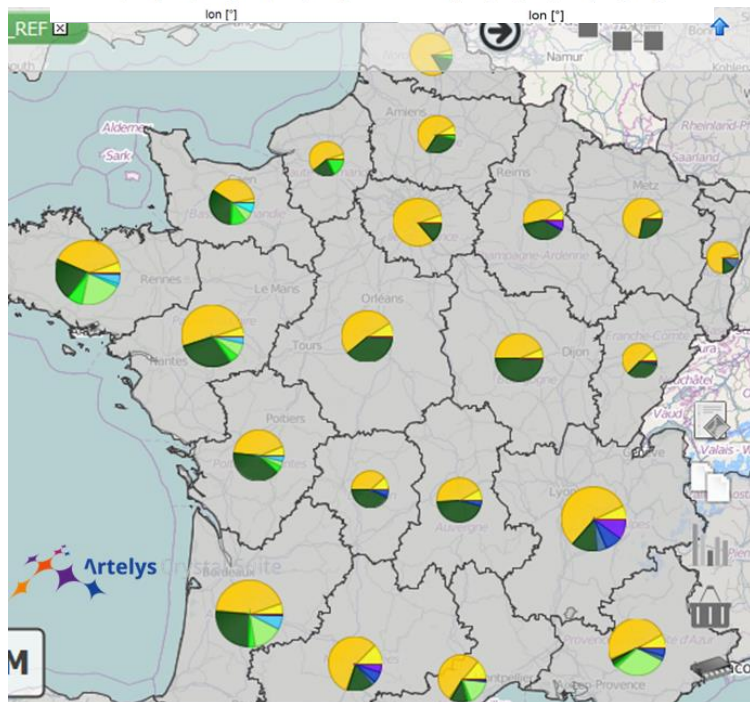
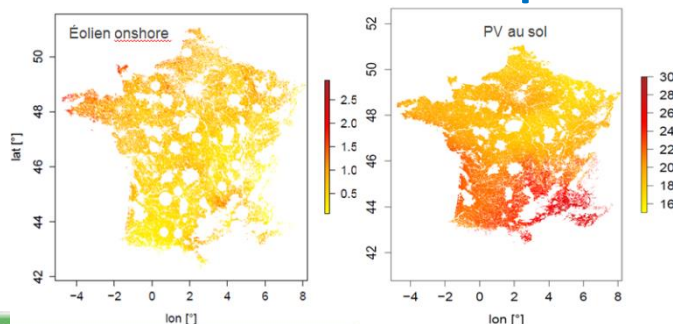
- Une construction des gisements appuyées sur une reconstitution horaire des courbes de charge détaillées par usage, région par région
- Des hypothèses fortes de pilotage de la demande avec 3 types de pilotage de la demande :
 - Pilotage des chauffages
 - Pilotage de l'ECS et usages blancs
 - Pilotage de la recharge de véhicules électriques

- Consommation non pilotable
- Consommation effaçable non effacée
- Consommation pilotée quotidiennement
- Consommation effacée puis reportée



Des gisements renouvelables disponibles abondants

- Approche cartographique avec zones d'exclusion
- Application de ratios d'acceptabilité (sauf PV toit.)



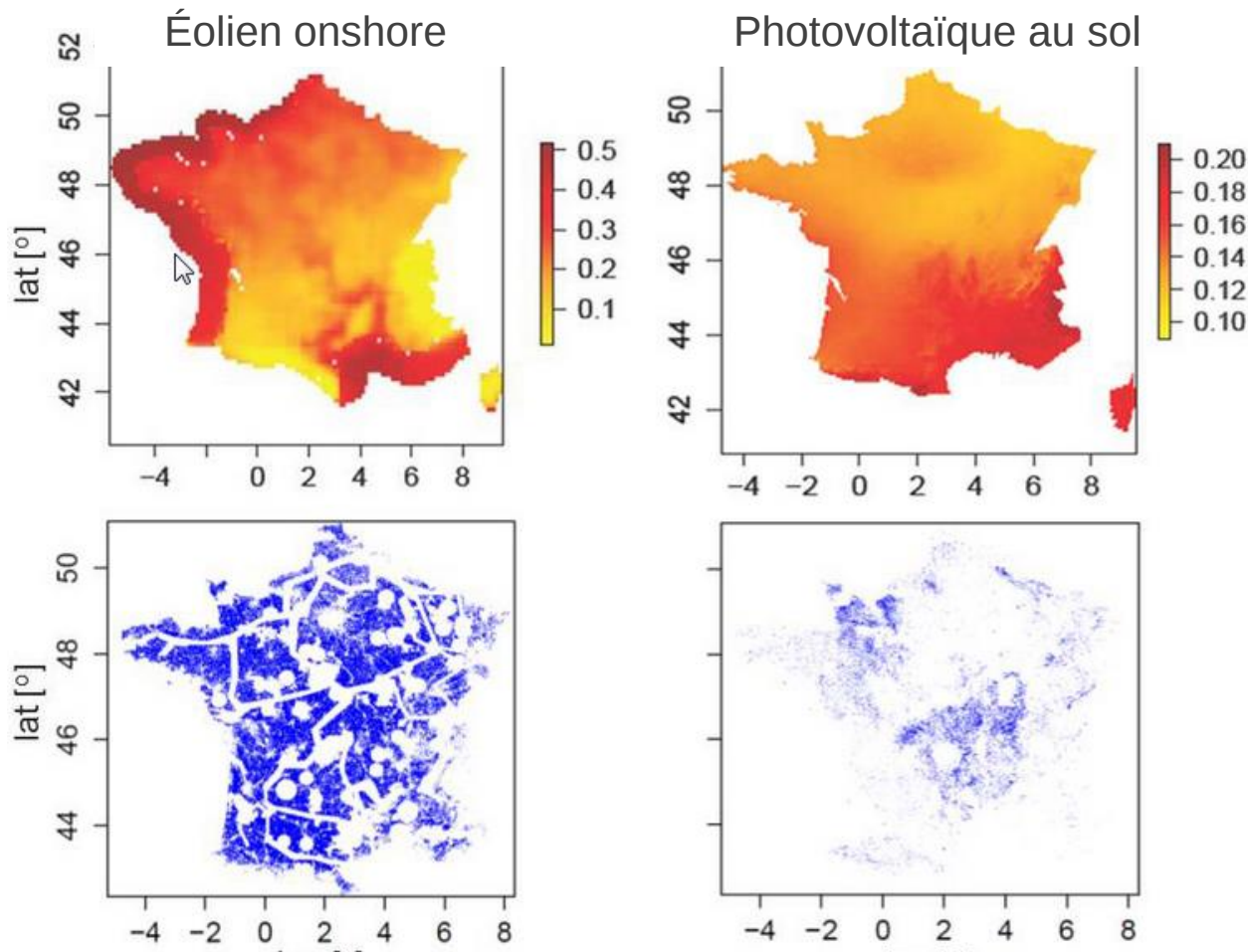
**Energie disponible:
environ 1250 TWh**

	Energies marines	13 GW
	Energies hydrauliques	30 GW
	Energies géothermiques	0,14 GW
	Biomasse	3,5 GW (*)
	Energies solaires	47 GW sol et 364 GW toit
	Energies éoliennes	172 GW (ou 120GW en éolien nouvelle génération) et 66 GW en mer

(*) + 8 TWh d'électricité issue de méthanisation

Hypothèse structurante 2: gisements EnR

- Visuel des travaux d'élaboration des gisements éolien terrestre et PV au sol, réalisés par Armines
- Superposition des cartes de potentiels et des cartes de contraintes

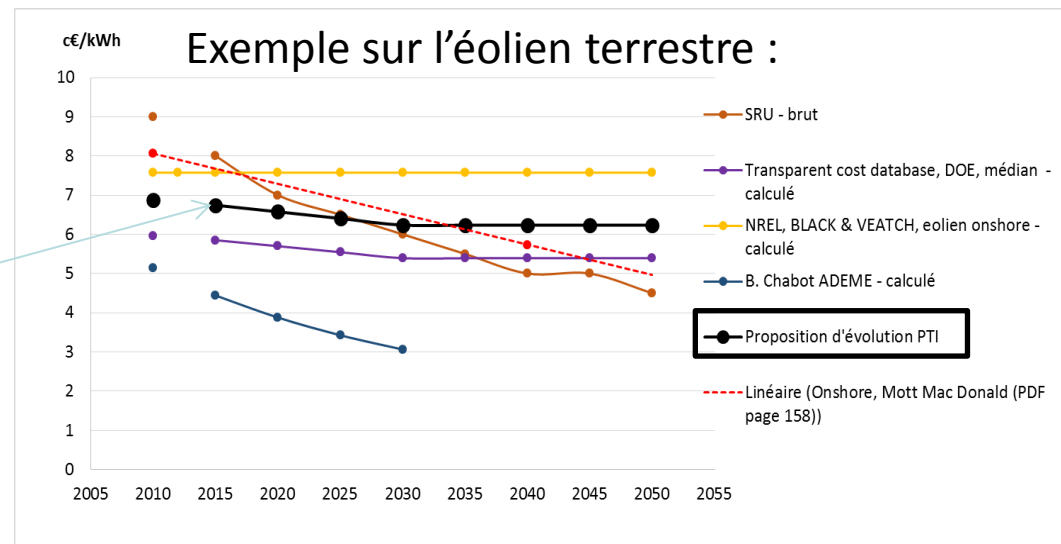


Les hypothèses de coût complet des technologies (LCOE)

	Valeur actuelle	Valeur cible 2050
Eolien terrestre	~ 80 €/MWh	65 €/MWh
Eolien en mer posé	~ 200 €/MWh	80 €/MWh
PV au sol	~ 150 €/MWh (CRE2014)	60 €/MWh
PV en toiture	~ 250 €/MWh (ISB-IAB)	85 €/MWh
Energies marines	~ 250-300 €/MWh	110 €/MWh

Méthode:

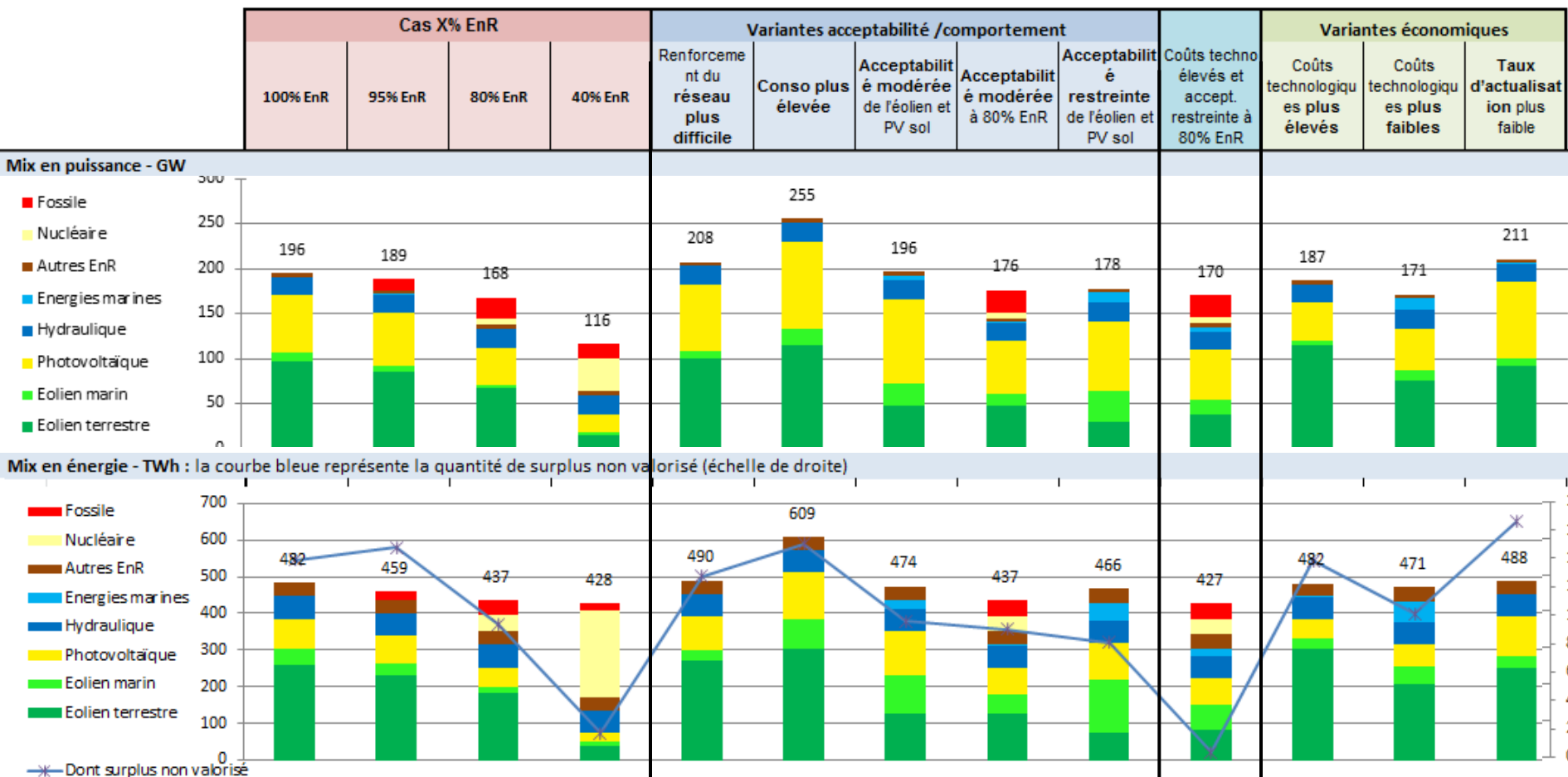
- Étude bibliographique
- Valeurs objectifs en phase avec les hypothèses AIE, Fraunhofer, SRU...



Résultat 1

Plusieurs mix électriques 100% EnR , 40, 80% EnR

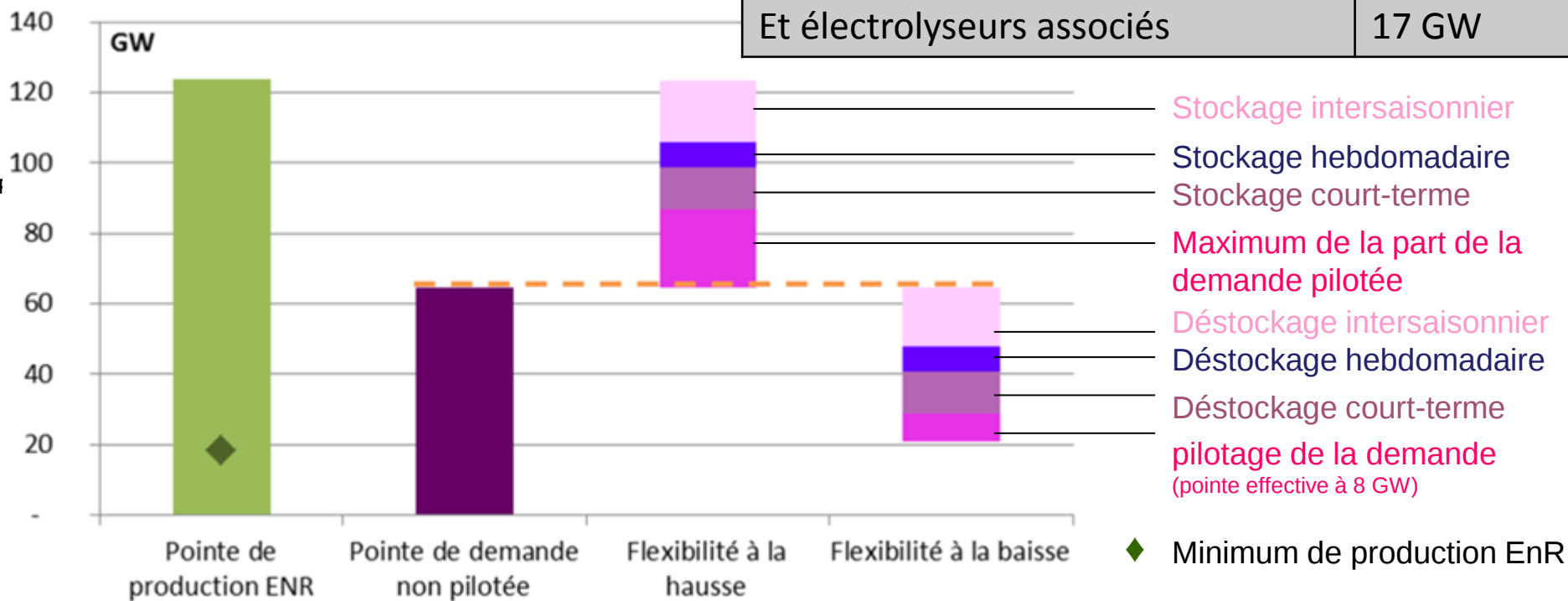
- La part de l'éolien en mer et des énergies marines très dépendante des conditions d'acceptabilité et de coût



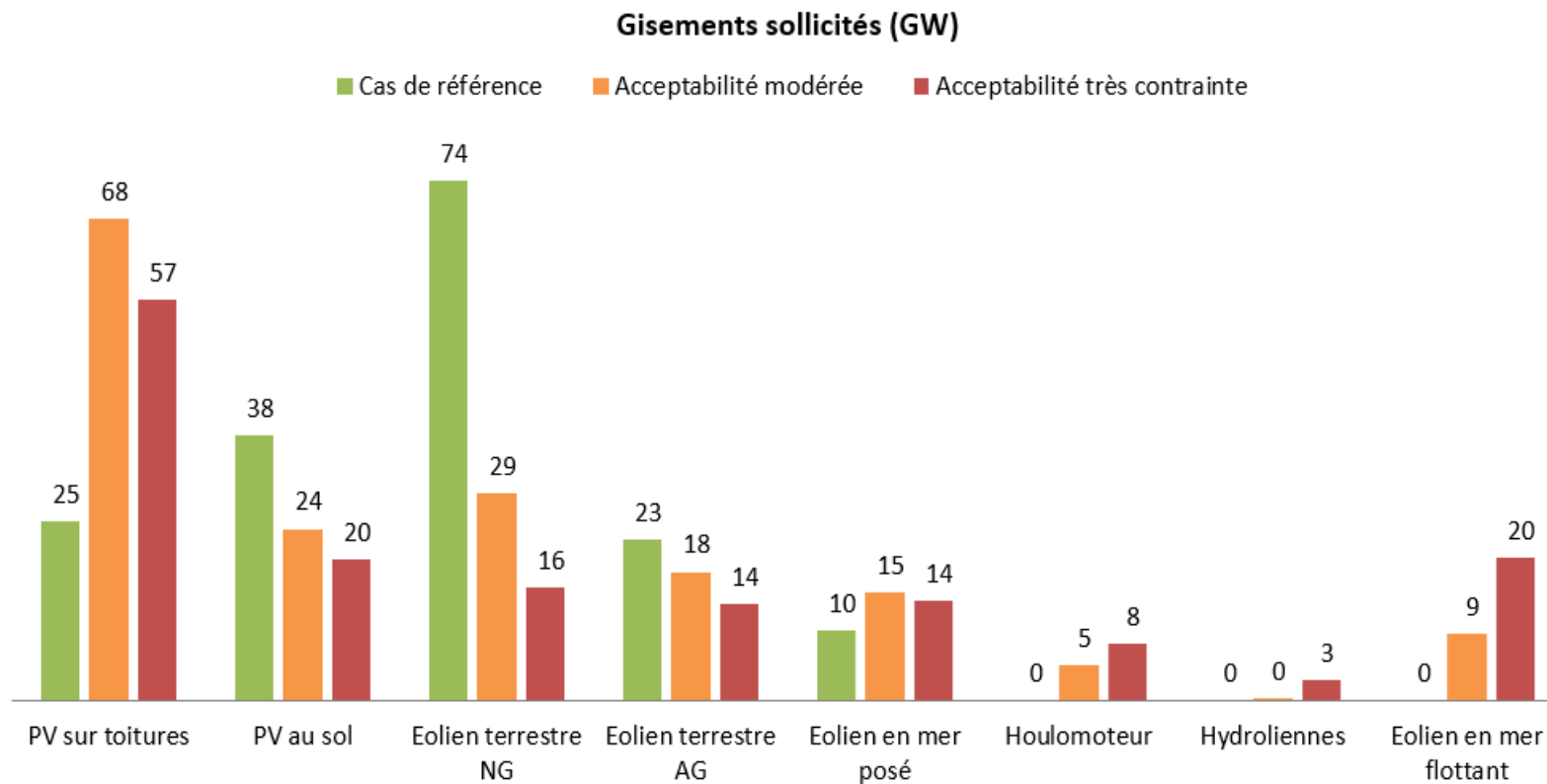
Différents types de flexibilité pour différents horizons temporels

- Le stockage inter-saisonnier représente 19 TWh, soit 4% de la production annuelle

Pilotage de la demande	-8 / +22 GW
Stockage court terme (6 heures)	12 GW
Stockage hebdo - STEP (30 heures)	7 GW
Stockage inter-saisonnier (gaz) Et électrolyseurs associés	16,8 GW



- Les contraintes d'acceptabilité sociale renforcent le recours aux différentes filières

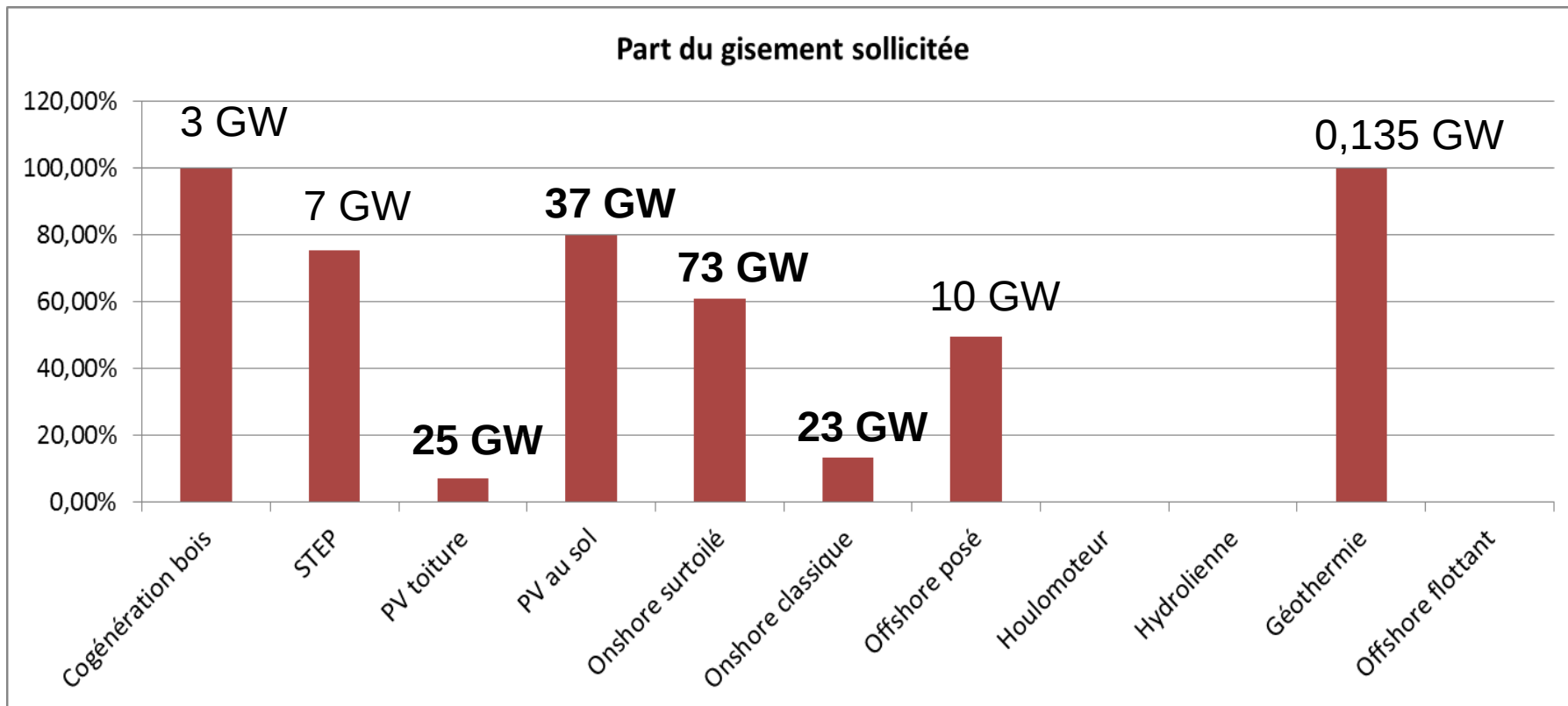


Résultat 4

La complémentarité entre filières est essentielle

Plusieurs mix électriques 100% EnR peuvent assurer l'équilibre offre-demande

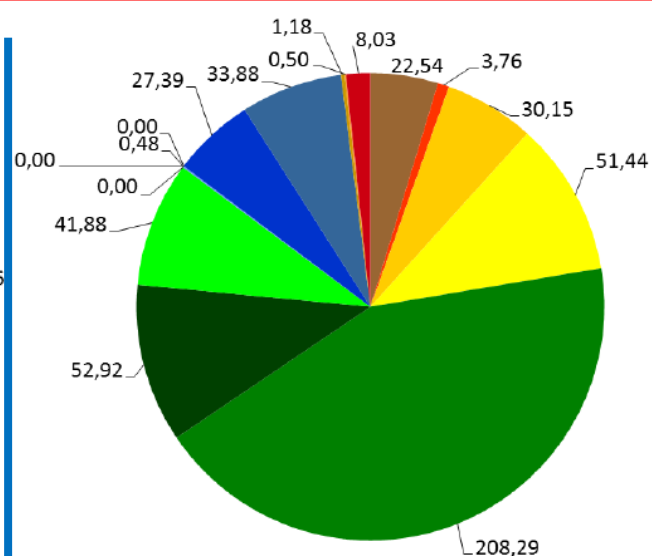
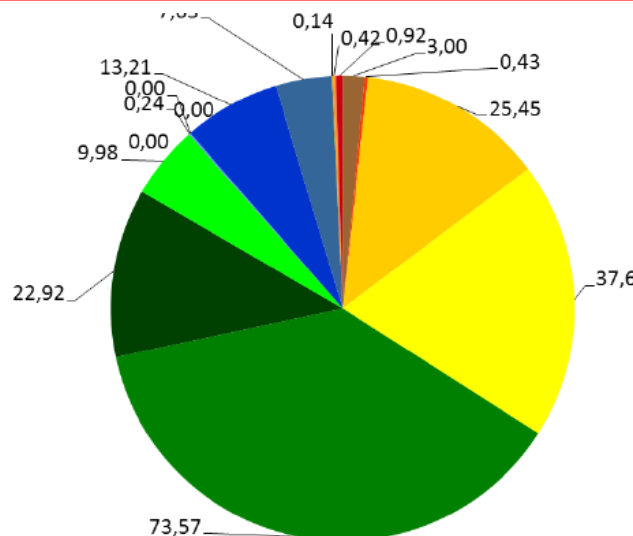
→ Peu de gisements saturés au niveau national



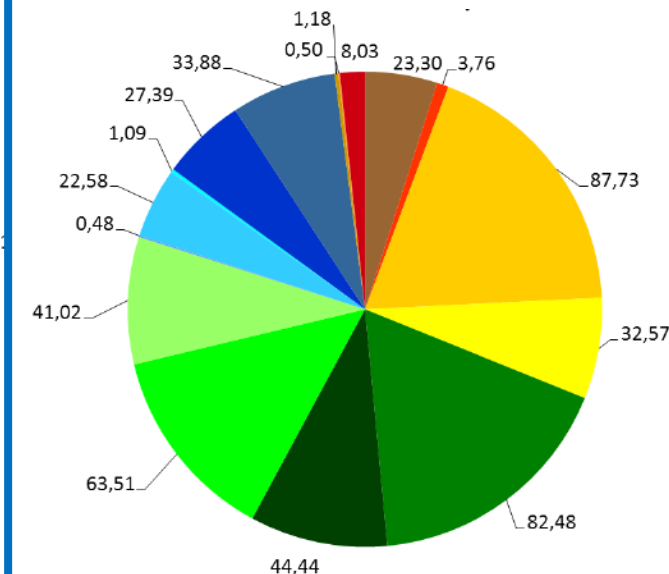
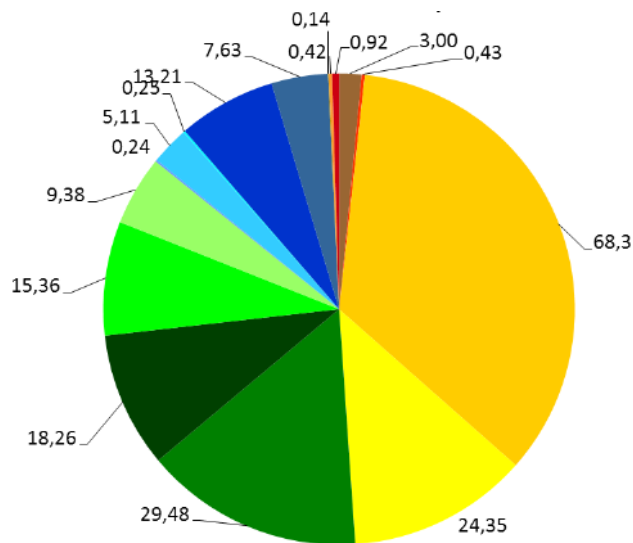
17 filières:

- Bois
- UIOM
- PV toiture
- PV sol
- Eolien terrestre NG
- Eolien terrestre AG
- Eolien en mer posé
- Eolien en mer flottant
- Marémotrice
- Houlomoteur
- Hydrolienne
- Hydraulique lac
- Fil de l'eau
- Géothermie
- CSP
- Méthanisation

Cas de référence



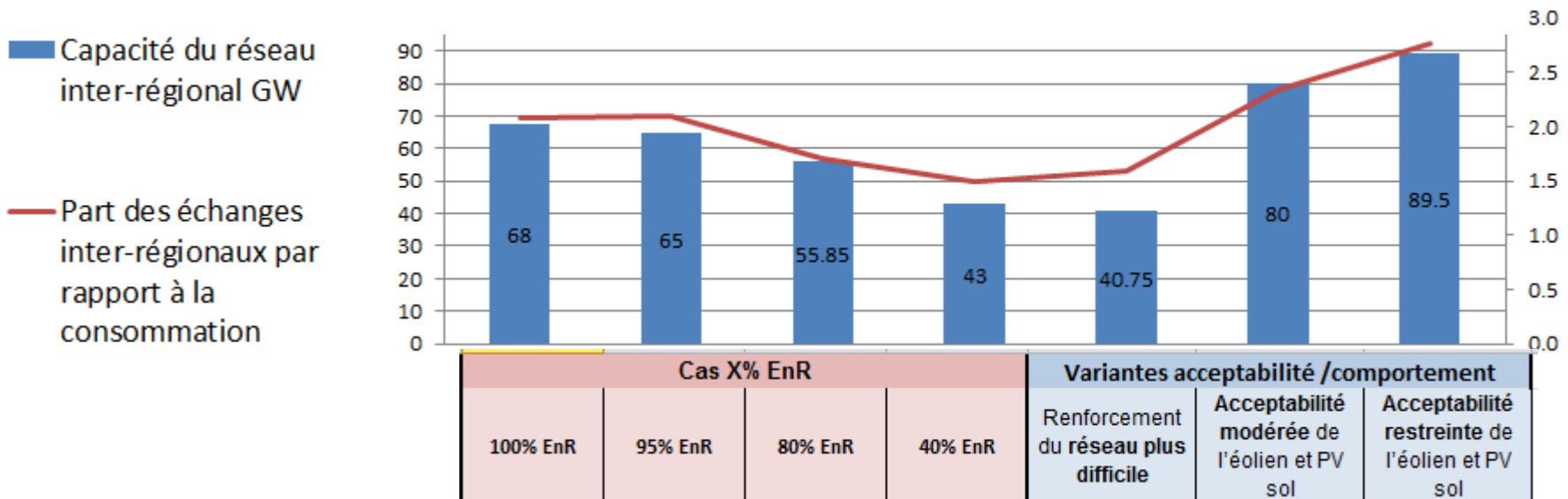
Acceptabilité restreinte



Puissance - GW

Énergie - TWh

- **Les besoins de réseau inter-régionaux augmentent...**
 - en cas d'acceptabilité sociale des EnR faible
 - Emplacement des gisements EnR les moins chers éloignés (offshore notamment)
- **Les besoins de réseau inter-régionaux diminuent ...**
 - Si fraction non EnR, qui peut se placer proche de la demande
 - Si les hypothèses de coût du réseau augmentent



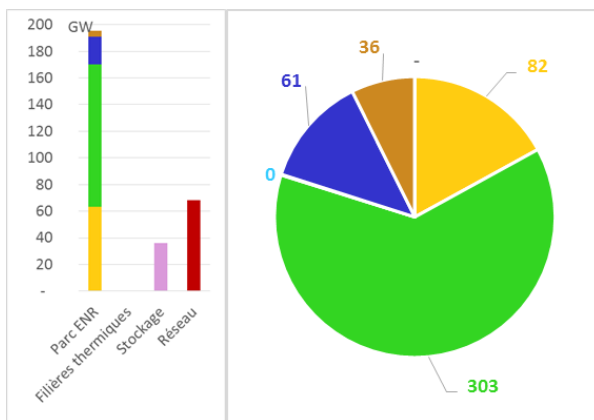
- **Trois conditions déterminantes pour maîtriser le coût d'un mix fortement EnR :**
 - Une forte MDE ;
 - Une bonne acceptabilité sociale ;
 - Des baisses de coûts des technologies
- **Si acceptabilité restreinte :**
 - +11% de coût par rapport au cas 100% EnR central
- **Si moindre baisse des coûts des technologies**
 - report du PV vers l'éolien (déjà mature) => sensibilité encore plus forte à l'acceptabilité sociale
 - +14% de coût par rapport au cas 100% EnR central
- **Le cumul d'une acceptabilité sociale très contrainte et d'une faible MDE rendrait inatteignable un mix 100% EnR**

- **A contrario une fraction non-EnR dans le parc permet de limiter les surcoûts liés aux contraintes d'acceptabilité sociale sur les EnR**
 - La variante 80% EnR avec acceptabilité modérée est 3% plus chère que la variante 80% EnR sans contrainte (+6% entre ces mêmes variantes 100% EnR)
 - La variante 80% EnR avec coûts élevés et acceptabilité restreinte a un coût global quasi équivalent à la variante 100% EnR avec coûts élevés sans autre contrainte
- **La flexibilité dynamique de la demande et le stockage infra-journalier apparaissent comme complémentaires; leur place dépendra :**
 - Des évolutions de coût du stockage
 - De l'acceptabilité des solutions de pilotage de la demande

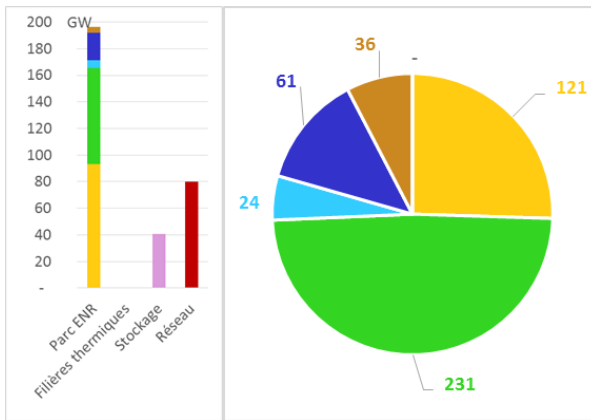
- 1. Contexte et objectifs de l'étude**
- 2. Méthode et hypothèses**
- 3. Résultats**
- 4. Zoom sur les principales variantes**
 - 1. Variante Année sèche**
 - 2. Variante avec moins de MDE**
 - 3. Variante acceptabilité très contrainte à 100% EnR**
 - 4. Variante Coûts élevés à 100% EnR**
 - 5. Variantes à 80% EnR**
 - 6. Variante sans flexibilité de la demande**
- 5. Enseignements**

• L'impact du passage de 80 à 100% EnR

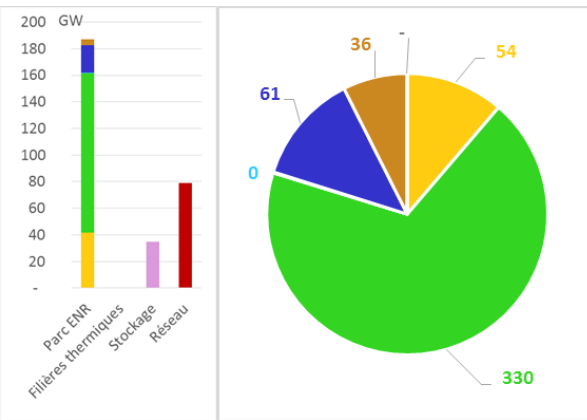
Sans contrainte



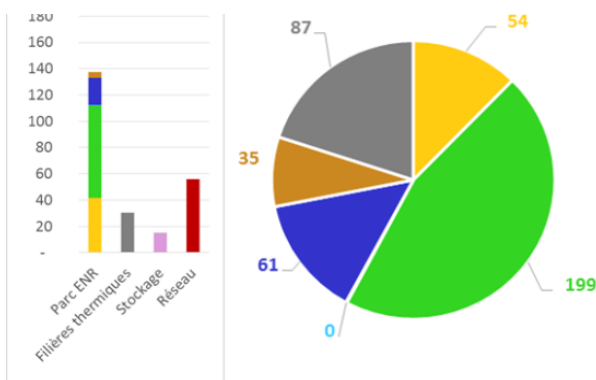
Acceptabilité modérée



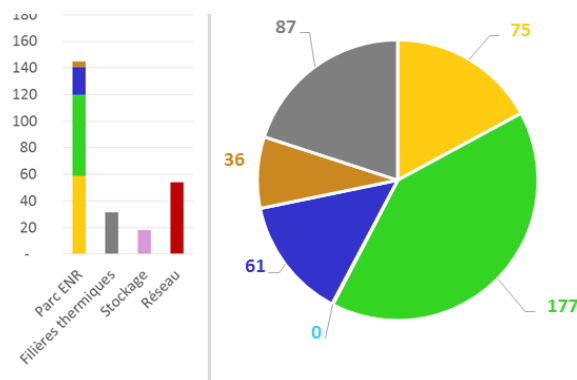
Faibles progrès techno



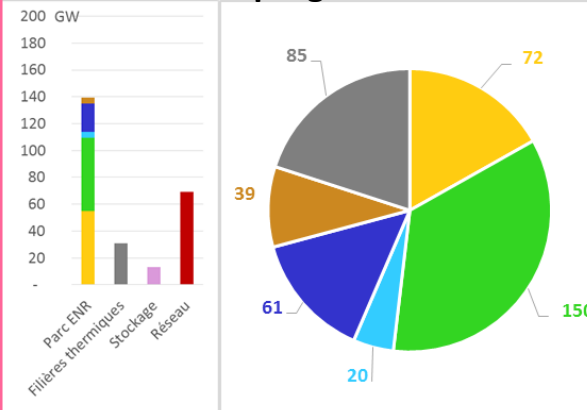
■ Filières solaires
■ Filières marines
■ Géothermie et filières thermiques renouvelables



■ Filières éoliennes
■ Filières hydraulique
■ Filières thermiques conventionnelles



Acceptabilité très contrainte et faibles progrès techno



Un mix robuste face aux aléas météorologiques

Une variante sur l'hydraulique a été réalisée (sur année 2011 – la plus sèche des 50 dernières années)

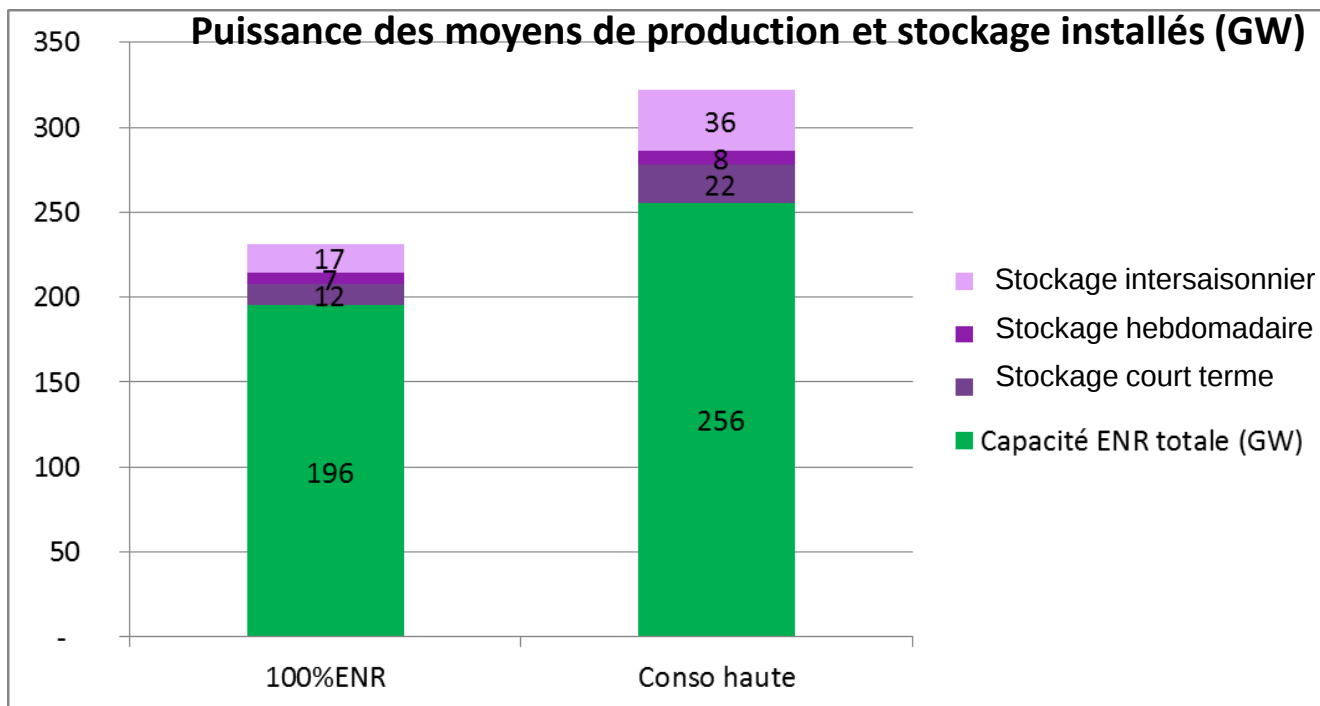
Variante hydraulique
-28% de productible

Augmentation de
capacité EnR de 10 GW

- Positionnement en partie sur les régions hydrauliques
- Gisements les plus rentables restants notamment PV résidentiel + stockage court terme

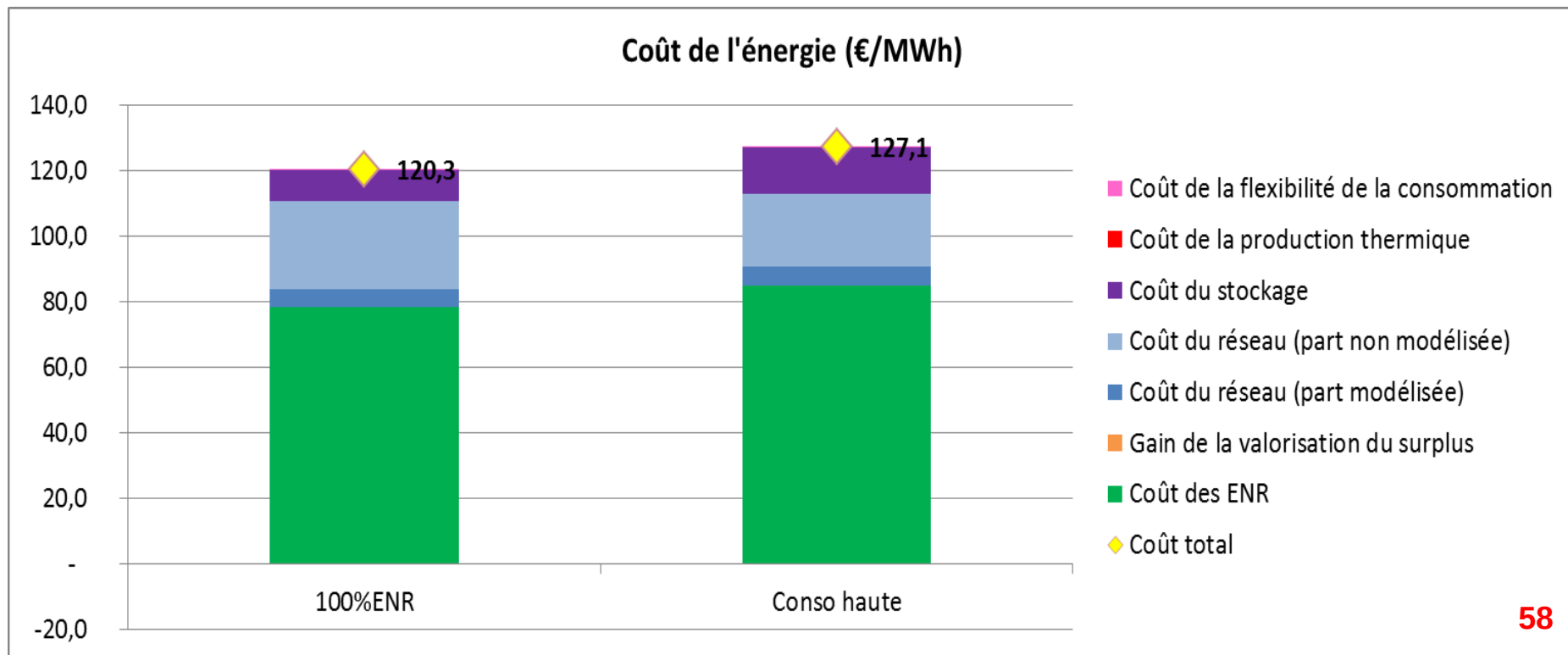
Variante : augmentation de la demande de 20%

- Le volume annuel passe de 422 TWh à 510 TWh
- La pointe passe de 92 GW à 132 GW
- La capacité EnR augmente de 30%
- Les capacités de stockage infrajournaliers et intersaisonniers doublent



Variante : augmentation de la demande de 20%

- Atteindre 100% EnR reste réalisable, mais le coût des derniers TWh est plus important
- On installe sur des gisements moins rentables : le coût annuel est augmenté de 26%
- Coût de l'électricité augmente de 120 €/MWh à 127 €/MWh



Acceptabilité très contrainte @ 100% EnR

Hypothèses:

	Gisements (GW)		
	Cas de référence	Variante acceptabilité modérée	Variante acceptabilité très contrainte
PV au sol	47	25	20
PV sur toitures	364	364	179
Eolien terrestre	174	61	40
Eolien en mer posé	20	20	16



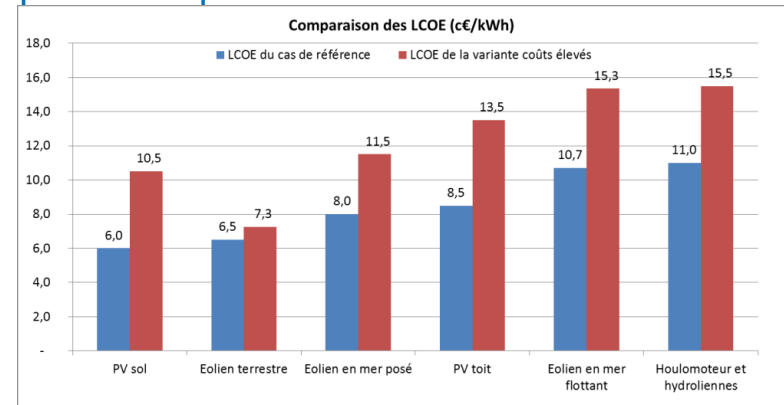
Résultats:

- Saturation des gisements **PV au sol** et **l'éolien terrestre**, émergence des **filières marine**, augmentation du **PV sur toitures**
- Surcoût de **11% (+14 €/MWh)** : **133 €/MWh** (vs surcoût de **6%** pour la variante acceptabilité modérée)
- Surcoût de remplacement des 170 TWh d'éolien et PV non acceptés: **41€/MWh**

Variante coûts élevés @ 100% EnR

Hypothèses:

- Baisse des coûts techno moitié moins élevée
- ➔ Nouvel ordre de préséance économique : **PV au sol plus cher que l'éolien terrestre**



Résultats:

- Emergence **limitée** du **PV au sol** (meilleures régions uniquement)
- Quasi **saturation** de **l'éolien terrestre**
- Augmentation modérée du coût total : **+14%, 136€/MWh** car l'éolien est déjà bien mature.

- **Variante 80% EnR acceptabilité modérée**

- Hypothèses : Gisement éolien terrestre/3=60GW; Gist PV au sol /2 = 25GW

- **Variante 80% EnR coûts élevés et acceptabilité restreinte**

- Hypothèses: Gisement éolien terrestre/4,5=40GW; gist PV au sol /2,5 = 20GW

Modification du mix 80% EnR pour **compenser la baisse d'éolien terrestre**

La présence de 20% non ENR permet de limiter les surcoûts dus à la faible acceptabilité sociale

Acceptabilité modérée @80% EnR	Acceptabilité très contrainte et coûts élevés @ 80% EnR
-57 TWh éolien terrestre	-103 TWh éolien terrestre -16 TWh PV au sol
+35 TWh éolien offshore et +21 TWh PV toit	+54 TWh éolien en mer +33 TWh PV toit +20 TWh énergies marines
Le coût de l'énergie augmente de 3% par rapport au cas 80% sans contrainte: 113 → 116€/MWh. (versus 6% dans le cas 100%)	+ 2 €/MWh, par rapport au cas 100% EnR avec coûts élevés : les 20% de thermique conventionnel compensent l'acceptabilité très contrainte.

• Variante « sans flexibilité de la demande » – 100% EnR

Hypothèses:

- Programmation « statique » des usages ECS et véhicules électriques
- Aucun pilotage du chauffage et des usages blancs



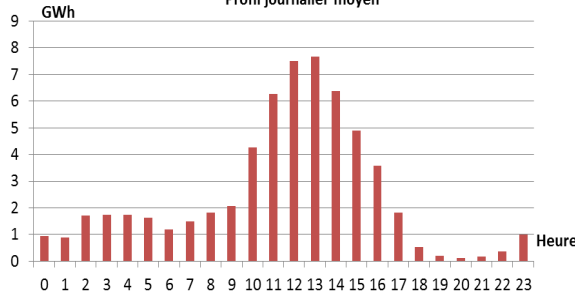
Résultats:

- La flexibilité perdue est reportée sur du stockage court terme

	Pilotage de la demande	Stockage court terme (batteries/CAES)
Cas de référence	16 TWh déplacés en dynamique	11 TWh déplacés
Cas sans flexibilité	9 TWh en statique	18 TWh Soit + 7,3GW

- Pas d'impact en coût :
-450 M€/an annulation du coût de la flexibilité
+451 M€/an coût additionnel stockage

Consommation pilotée (ECS et véhicules électriques)
Profil journalier moyen



1. Présentation détaillée de quelques variantes

- 1. Variante acceptabilité très contrainte à 100% EnR**
- 2. Variante Coûts élevés à 100% EnR**
- 3. Variantes à 80% EnR**
- 4. Variante sans flexibilité de la demande**

• Hypothèses

- Réduction des gisements PV au sol de 57% et éolien terrestre de 77%
- Réduction du gisement PV sur toitures de 51%
- Réduction du gisement de la filière éolienne en mer posée

	Gisements (GW)		
	Cas de référence	Variante acceptabilité modérée	Variante acceptabilité très contrainte
PV au sol	47	25	20
PV sur toitures	364	364	179
Eolien terrestre	174	61	40
Eolien en mer posé	20	20	16

• Résultats:

• Evolution du parc EnR

- Saturation des gisements **PV au sol** et **l'éolien terrestre**
- Emergence des **filières marines**, augmentation du **PV sur toitures**
- Production totale un peu plus faible

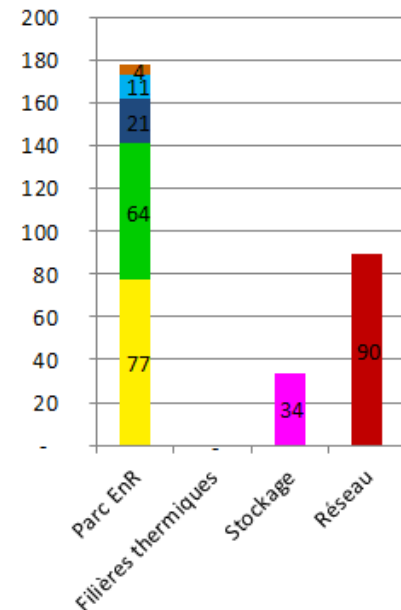
• Stockage

- Augmentation du stockage journalier (+3GW)
- Réduction du stockage intersaisonnier (- 5GW)

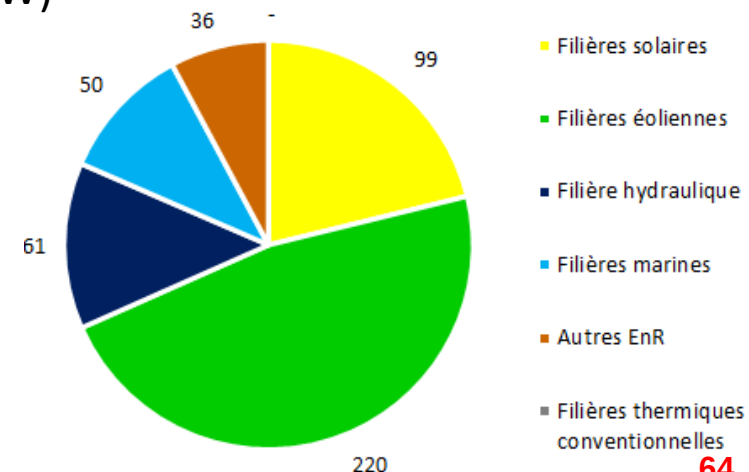
• Evaluation économique:

- **Surcoût de 11%** (+14 €/MWh) : **133 €/MWh** (vs surcoût de 6% pour la variante acceptabilité modérée)
- Surcoût de remplacement des 170 TWh d'éolien et PV non acceptés: 41€/MWh

Parc (GW) et capacité réseau interrégionale



Production annuelle

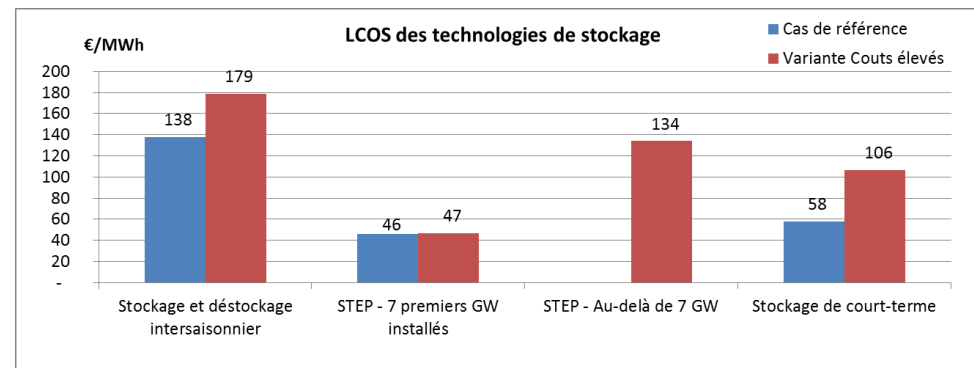
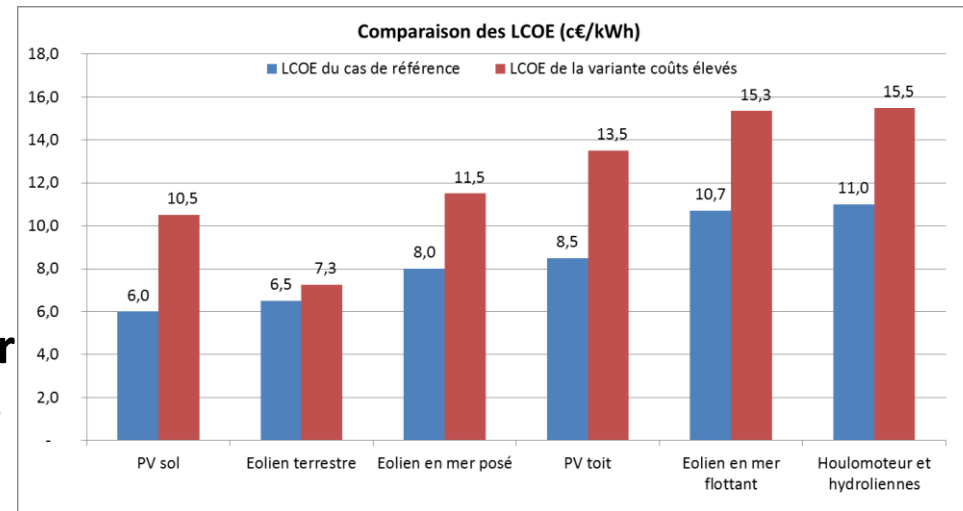


1. Présentation détaillée de quelques variantes

1. Variante acceptabilité très contrainte à 100% EnR
2. Variante Coûts élevés à 100% EnR
3. Variantes à 80% EnR
4. Variante sans flexibilité de la demande

• Hypothèses

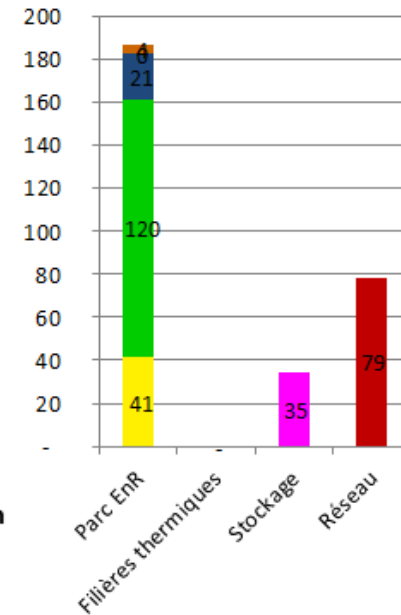
- Baisse des coûts techno EnR moitié moins élevée que dans le cas de référence
- **Nouvel ordre de préséance économique** : PV au sol plus cher que l'éolien terrestre, proche de l'éolien en mer posé
- Augmentation des coûts du stockage de 30% par rapport au cas de référence



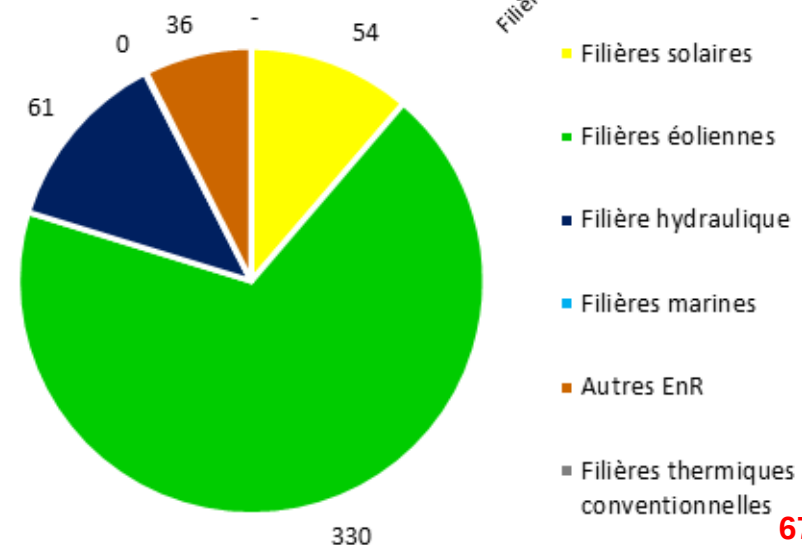
• Résultats:

- **Evolution du parc EnR**
 - Emergence **limitée du PV au sol** (meilleures régions uniquement)
 - Quasi **saturation de l'éolien terrestre**
- **Réseau: + 10GW (+15%)**
 - Renforcement nécessaire en terrestre par éviction de l'éolien en mer
- **Stockage**
 - **Développement des STEP**, et baisse du stockage intersaisonnier, trop cher
 - **Moins de stockage infrajournalier**, lié à son coût et à la faible part de PV
- **Evaluation économique:**
 - Augmentation du coût modérée par rapport à la moyenne des techno : **+14%, 136€/MWh** car l'éolien déjà bien mature.

Parc (GW) et capacité réseau interrégionale



Production annuelle - TWh



1. Présentation détaillée de quelques variantes

- 1. Variante acceptabilité très contrainte à 100% EnR**
- 2. Variante Coûts élevés à 100% EnR**
- 3. Variantes à 80% EnR**
- 4. Variante sans flexibilité de la demande**

• Hypothèses:

Acceptabilité modérée @80% EnR

Gisement éolien terrestre/3=60GW;
Gisement PV au sol /2 = 25GW

-57 TWh éolien terrestre

Acceptabilité très contrainte et coûts élevés @ 80% EnR

Gisement éolien terrestre/4,5=40GW;
Gisement PV au sol /2,5 = 20GW

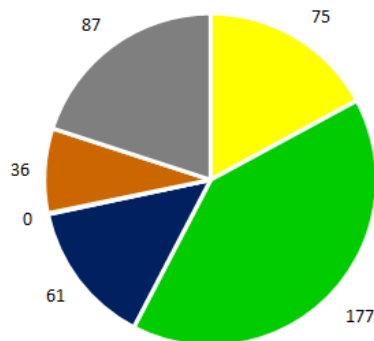
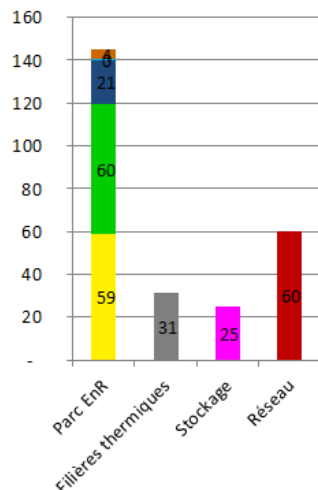
-103 TWh éolien terrestre
-16 TWh PV au sol

• Résultats: Modification du mix pour compenser la baisse d'éolien terrestre

Acceptabilité modérée à 80% EnR

Parc (GW) et capacité réseau
interrégionale

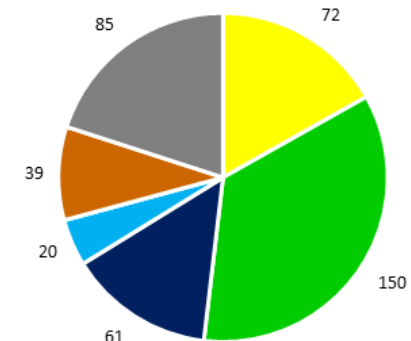
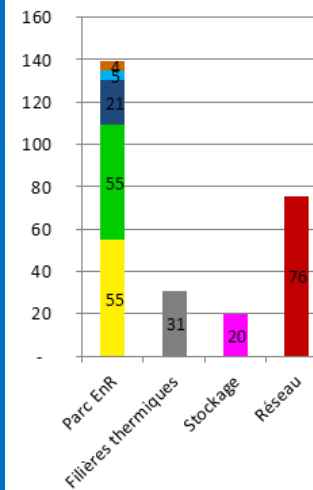
Production annuelle - TWh



Coût techno élevés et accept. restreinte à 80% EnR

Parc (GW) et capacité réseau
interrégionale

Production annuelle - TWh



Résultats:

- **Evolution du parc EnR pour compenser la baisse d'éolien terrestre**

Acceptabilité modérée @80% EnR

+35 TWh éolien offshore et +21 TWh PV toit

Acceptabilité très contrainte et coûts élevés @ 80% EnR

+54 TWh éolien en mer
 +33 TWh PV toit
 +20 TWh énergies marines

- **Réseau inter-régional:**

Impact faible (-2GW) car le thermique se place au bon endroit et apporte une flexibilité locale

Développement significatif (+13GW), lié au PV et à la nécessité de choisir uniquement les meilleurs gisements

- **Evaluation économique:**

Le coût de l'énergie augmente de 3% par rapport au cas 80% sans contrainte: 113 → 116€/MWh. (versus 6% dans le cas 100%)

Les contraintes d'acceptabilité « coûtent moins cher » à 80% EnR.

+ 2 €/MWh, par rapport au cas 100% EnR avec coûts élevés :

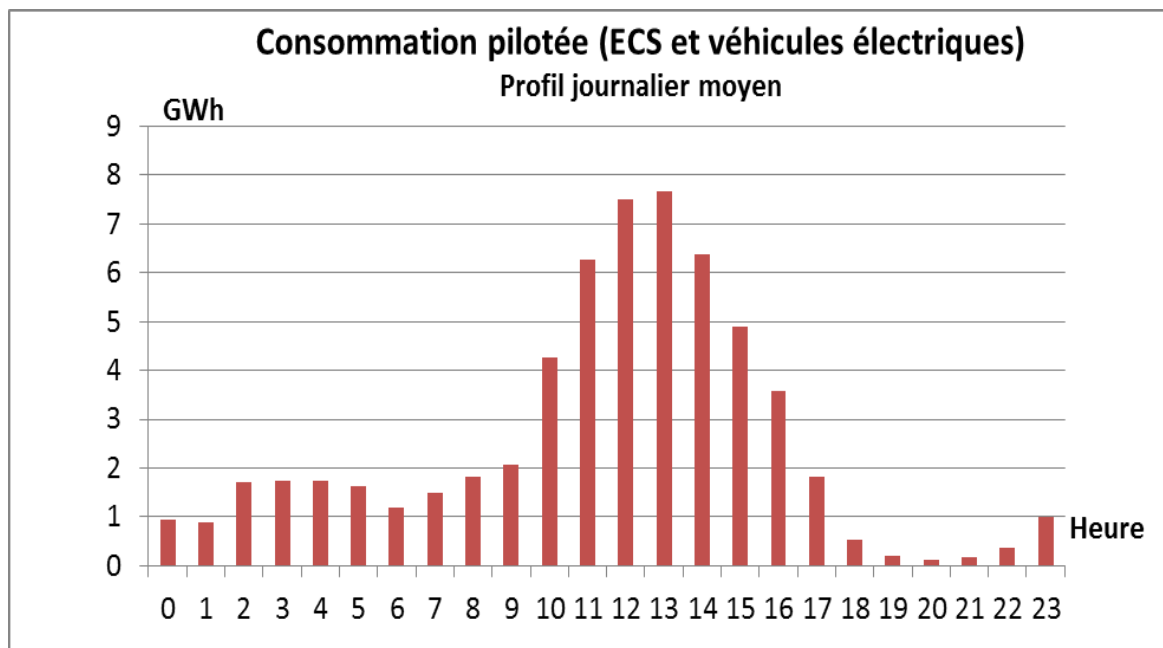
Les 20% de thermique conventionnel compensent l'acceptabilité très contrainte.

1. Présentation détaillée de quelques variantes

- 1. Variante acceptabilité très contrainte à 100% EnR**
- 2. Variante Coûts élevés à 100% EnR**
- 3. Variantes à 80% EnR**
- 4. Variante sans flexibilité de la demande**

• Hypothèses:

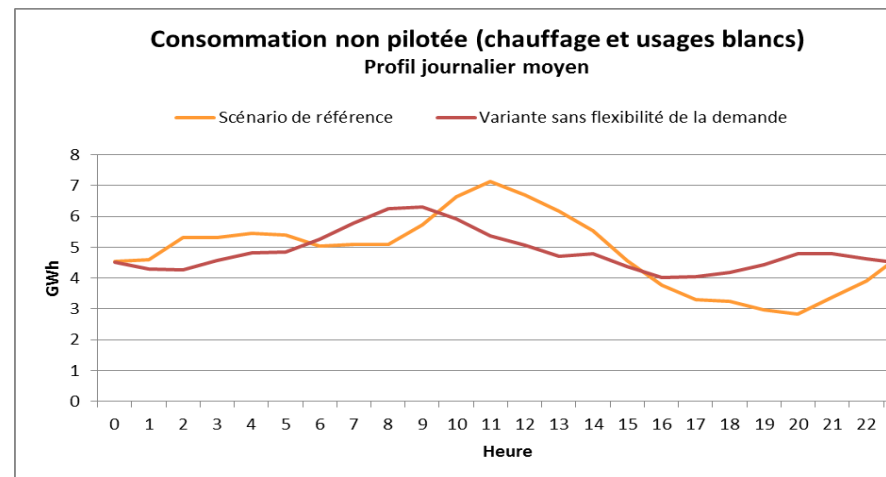
- **Programmation « statique » des usages ECS et véhicules électriques**
 - 100% de l'ECS (6,7 TWh) et 49% des VE (15 TWh)
 - Profil de programmation journalier appliqué tous les jours de façon identique
- **Aucun pilotage du chauffage et des usages blancs**
 - 43 TWh dans le scénario de référence non flexible (effacement)



Variante « sans flexibilité » de la demande

Résultats:

- La perte de flexibilité pour le chauffage et les usages blancs replace la consommation en début et en fin de journée
- La flexibilité perdue est reportée sur du stockage court terme
- Pas d'impact en coût :
 - 450 M€/an annulation du coût de la flexibilité
 - +451 M€/an coût additionnel stockage



	Pilotage de la demande	Stockage court terme (batteries/CAES)
Cas de référence	16 TWh déplacés en dynamique	11 TWh déplacés
Cas sans flexibilité	9 TWh en statique	18 TWh Soit + 7,3GW

Zoom sur :

- a) Intégration du réseau de répartition dans l'optimisation**
- b) Analyses autour de la réserve**
- c) Analyse des coûts marginaux**
- d) Impact en termes de surfaces mobilisées**

(a) Intégration du réseau de répartition dans l'optimisation

Modélisation du réseau dans le cas de référence:

Réseau de distribution

- Non optimisé
- 9,4 Mds€ comptabilisés (hors pertes, raccordement)

Réseau de répartition

- Non optimisé
- 1,6 Mds€ comptabilisés

Réseau de grand transport

- Optimisé
- 2,2 Mds€ dans le cas de référence

(a) Intégration du réseau de répartition dans l'optimisation

Modélisation du réseau dans le cas de référence:

Réseau de distribution

- Non optimisé
- 9,4 Mds€ comptabilisés (hors pertes, raccordement)

Réseau de répartition

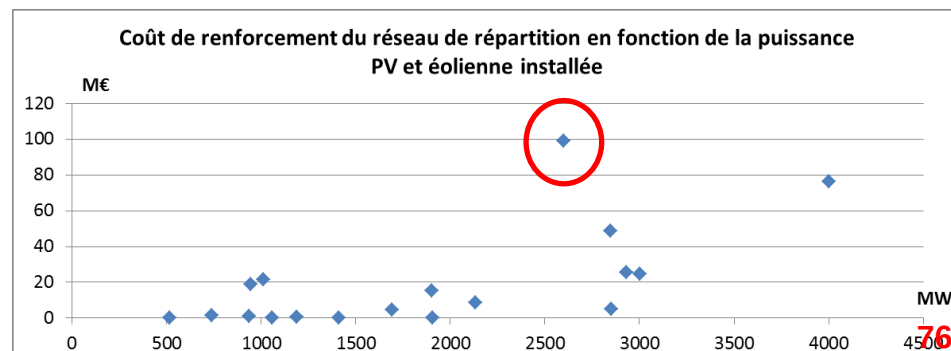
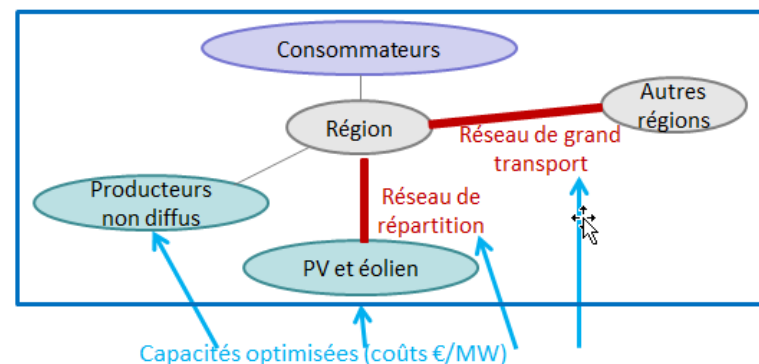
- Non optimisé
- 1,6 Mds€ comptabilisés

Réseau de grand transport

- Optimisé
- 2,2 Mds€ dans le cas de référence

Méthodologie d'amélioration :

- Analyse des S3REnR → A partir d'une puissance installée seuil de 2,5 GW, existence d'un surcoût de répartition
- Variable explicative du coût des S3REnR : principalement la puissance installée éolien et PV.
- Coût retenu : celui d'une région saturée, Midi-Pyrénées : 70 M€/GW (non annualisés)



Résultats pour le cas 100% EnR:

- **Arbitrages locaux qui favorisent les filières à meilleur taux de charge**
 - Diminution de la capacité PV (-2,4 GW) au profit de l'éolien (+0,5 GW)
 - Diminution de la capacité d'éolien classique au profit de l'éolien surtoilé (+2,3 GW)
- **Impact limité sur les coûts**
 - 80 GW de réseau de répartition
 - Soit environ 500M€/an (1% des coûts totaux)

(a) Hypothèses de coûts du réseau de distribution

Quels coûts ?

	Montant 2013 (Mds€)	Coûts pris en compte dans l'optimisation	Pris en compte a posteriori
Raccordement et renforcement	1.6	✓	
Pertes en ligne	1.4	✓	
Investissement (hors raccordement)	1.8	✗	✓
Exploitation & petite maintenance	7.6	✗	✓

Réseau de distribution

- Non optimisé
- 9,4 Mds€ comptabilisés (hors pertes, raccordement)



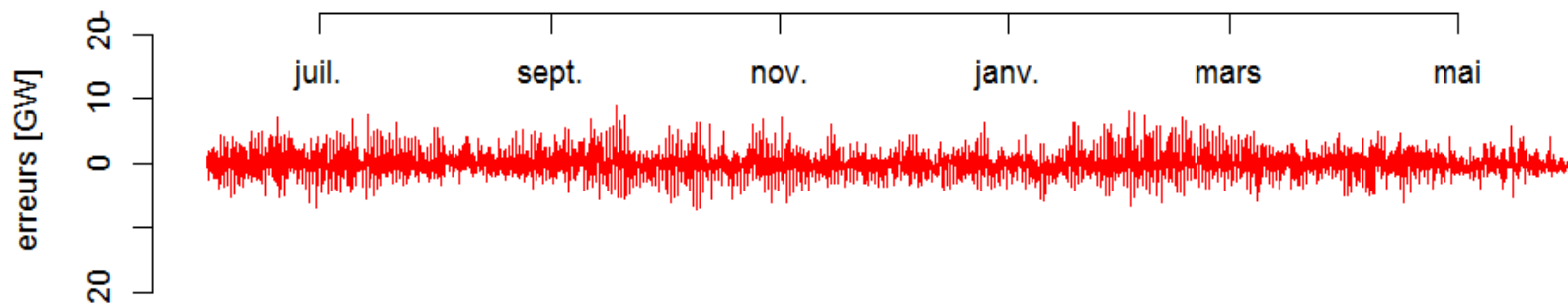
Pourquoi évaluer les coûts au même niveau que les coûts 2013 ?

- Parcs éoliens et Centrales PV majoritairement raccordées sur départs dédiés (donc pris en compte dans les coûts de raccordement)
- Installations PV en toiture (25 GW dans le cas de référence) supposées à 2/3 en grandes toitures
- Petites toitures supposées en autoconsommation

Les besoins de réserve associés aux erreurs de prévision

- Pour mémoire, les différents niveaux de réserve cumulent environ 3 GW en 2014.
- Deux questions posées :
 - Quel dimensionnement de la réserve associée aux erreurs de prévision EnR, à 1 heure ?
 - Y a-t-il des défaillances associées dans le scénario ?

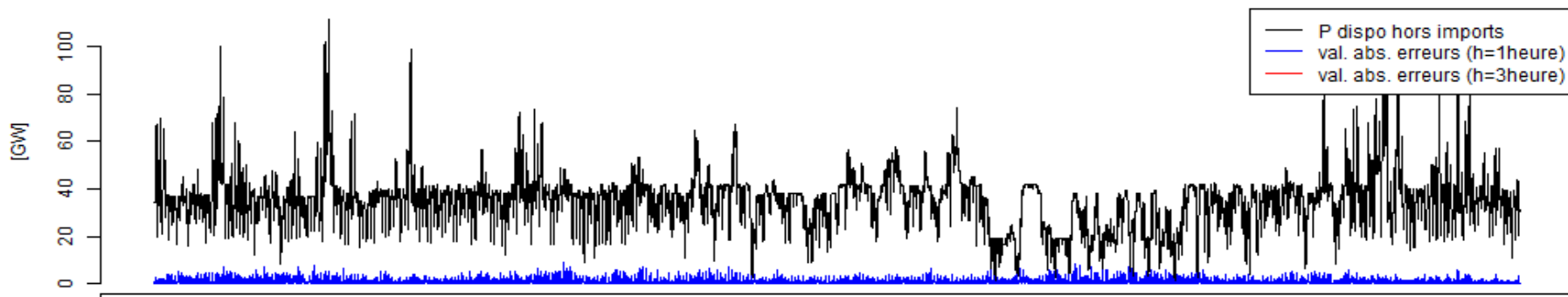
1) On estime un niveau d'erreur à 1 heure pour toutes les heures de l'année :



MIN	1 ^{ER} QUARTILE	MÉDIANE	MOYENNE	3EME QUARTILE	MAX
-7.3	-0.769	-0.073	-0.0006	0.7	9.0

(b) Les besoins de réserve associés aux erreurs de prévision

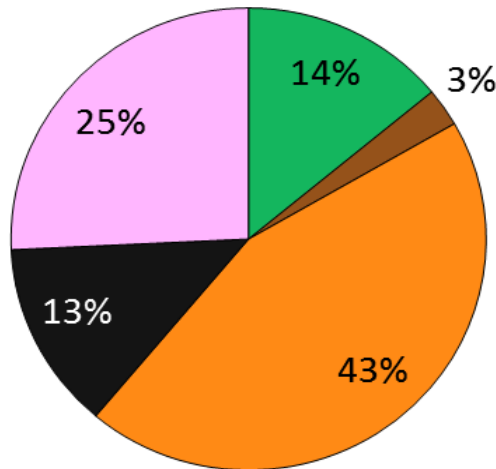
2) Face à ce besoin de réserve, on estime un niveau de réserve disponible :
TACs, stockages, surplus EnR et centrales biomasse pilotables (pas les interconnexions)



- Globalement seules 6 heures dans l'année posent problème, avec une pointe à 2,4 GW.
- Pistes de réflexion :
 - La flexibilité de la demande, dont industrielle pourrait résoudre ce besoin ponctuel ?
 - Recours aux interconnexions ?

(c) Analyse des coûts marginaux

- La question posée : quels coûts marginaux obtient-on ?
- Coût marginal moyen : 93 €/MWh dans le cas de référence



Contribution des filières à la formation des coûts marginaux de production

■ EnR	→	0 €/MWh
■ Cogénération au bois	→	16 €/MWh
■ Méthanation	→	64 €/MWh
■ Import Charbon étranger	→	106 €/MWh
■ Gas to power	→	195 €/MWh

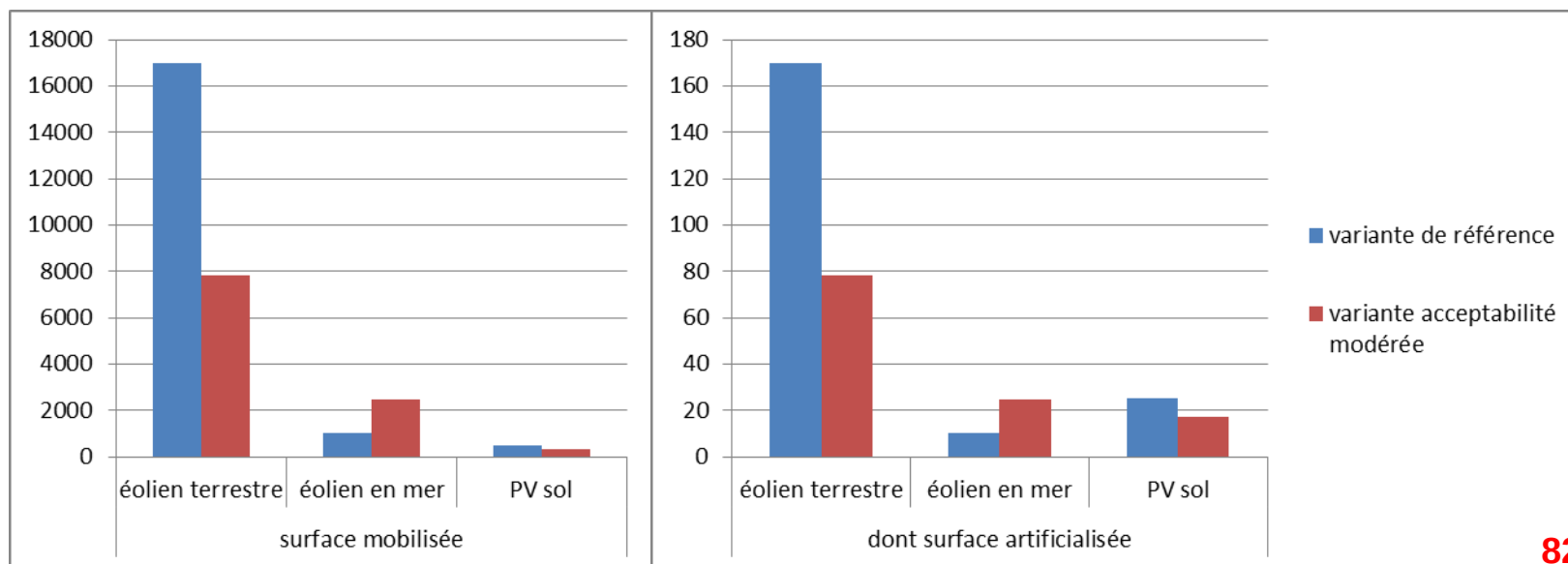
- Ce prix SPOT moyen permet en moyenne de couvrir les coûts
- Points d'attention:
 - pour un mix électrique 100% EnR, le système de rémunération des acteurs serait amené à évoluer . On projette ici ce que donnerait le modèle de marché actuel.
 - La volatilité plus forte sur le marché SPOT pourrait causer des problèmes de visibilité d'investissement

Quelles surfaces mobilisées par un tel scénario ?

- L'acceptabilité des renouvelables est un enjeu indéniable
- La variante « acceptabilité » donne un aperçu d'une acceptabilité modérée

Technologie	Ratio W/m ²
Eolien terrestre	5,3 NG et 8 classique
Eolien en mer	10
PV au sol	70

En km² :



Quelles surfaces mobilisées par un tel scénario ?

- Les **parcs d'éolien terrestre** représentent **3% du territoire**, et **0,03% artificialisés**.
- Les **parcs éoliens en mer** représentent **0,3% du domaine public maritime**
- Les **parcs PV au sol** représentent **0,1% du territoire français**. En PACA par exemple, ce sont 44 km².

→ 18 500 km² mobilisés dont 200 km² artificialisés

→ À titre de comparaison sur des ouvrages d'utilité publique, le réseau routier artificialise environ 10 000 km² de voies.

Hypothèses basées sur étude ADEME-GRT Gaz-GRDF -2014

• Technologies retenues

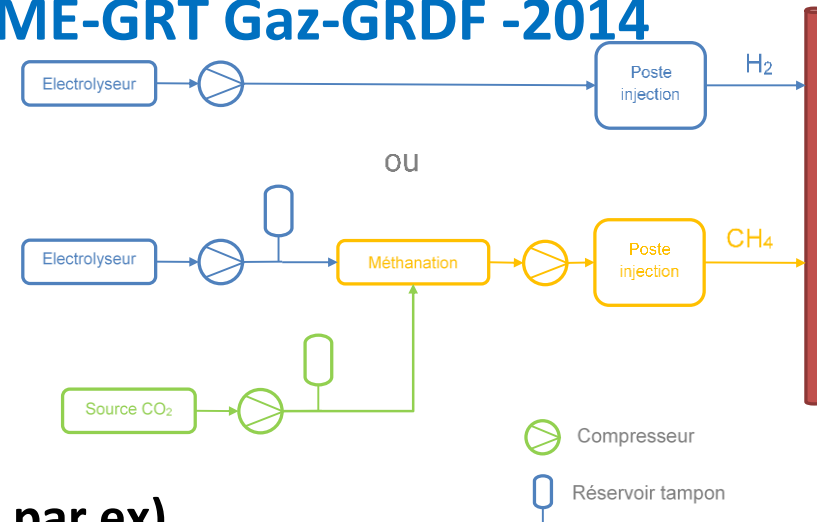
- Voie thermochimique
- Voie biologique

• Source de CO₂:

- Rejets industriels (industrie de l'H₂ par ex)
- Méthanisation (45% de Co2 dans le biogaz)
- Gazeification (20% de CO2 dans le syngas)

• Niveau de coût:

- Niveau moyen évalué pour 2030: 700€/kW
- Soit un LCOS de 138€/MWh

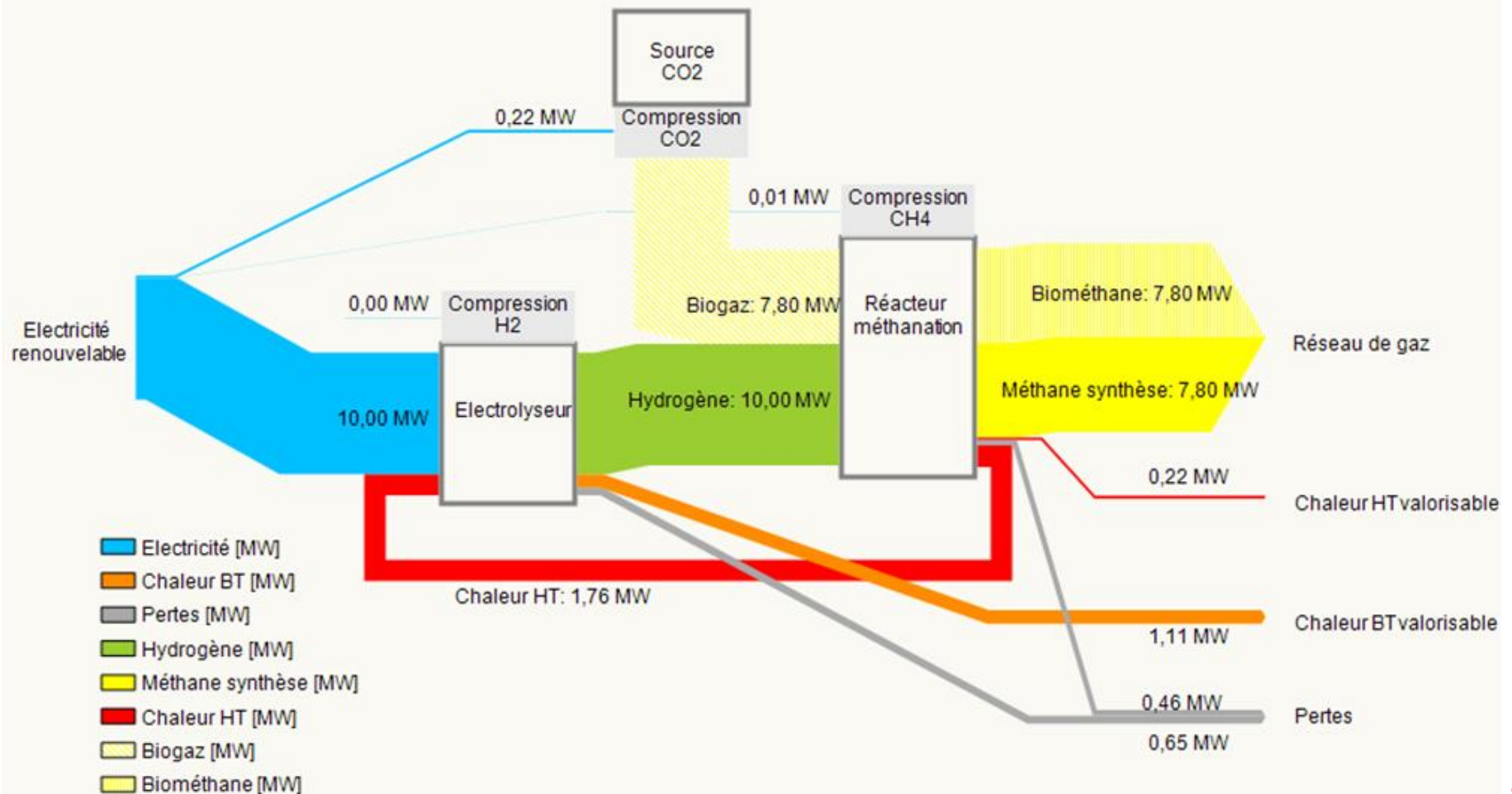


Elec→H2		Alcalin		
		Actuel	2020	2030
Rend. de conversion Electricité → H2 (PCS)	%	70%	75%	79%
CAPEX	€/kW	1000	700	400
OPEX	%CAPEX/an	5%	5%	5%

H2→CH4		Voie thermochimique / catalytique			Voie biologique		
		Actuel	2020	2030+	Actuel	2020	2030+
Rendement énergétique (gaz synthèse/H2) sur PCS	% PCS	80%	80%	80%	79%	79%	79%
CAPEX	€/kWCH ₄ PCS	1500	1000	500	1000	200	100
OPEX	%CAPEX/an	10%	10%	10%	12%	12%	15%

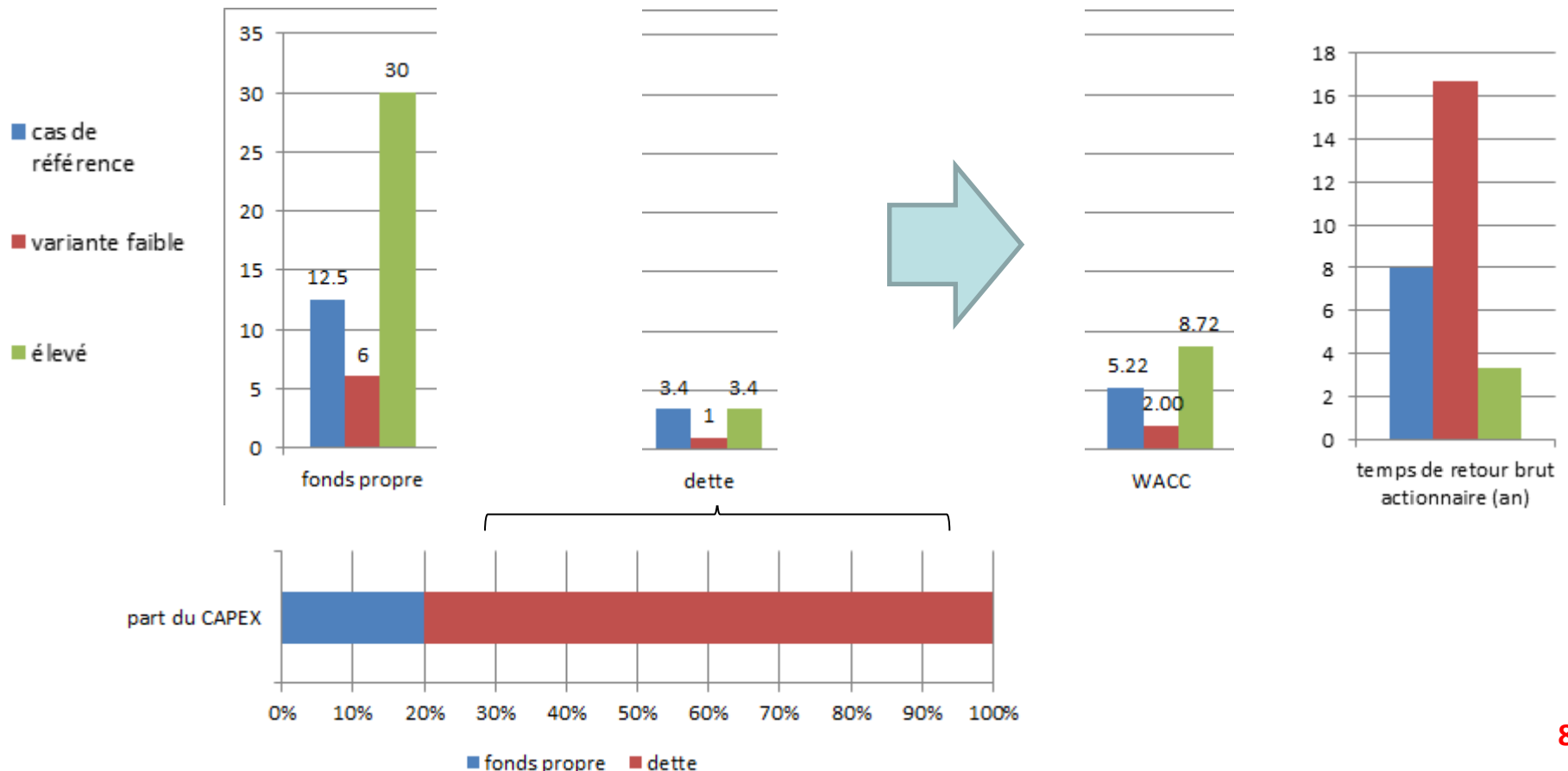
Hypothèses basées sur étude ADEME-GRT Gaz-GRDF -2014

→ Un rendement de conversion Electricité → CH₄ de 80% à l'horizon 2030
(pris pour hypothèse en 2050)



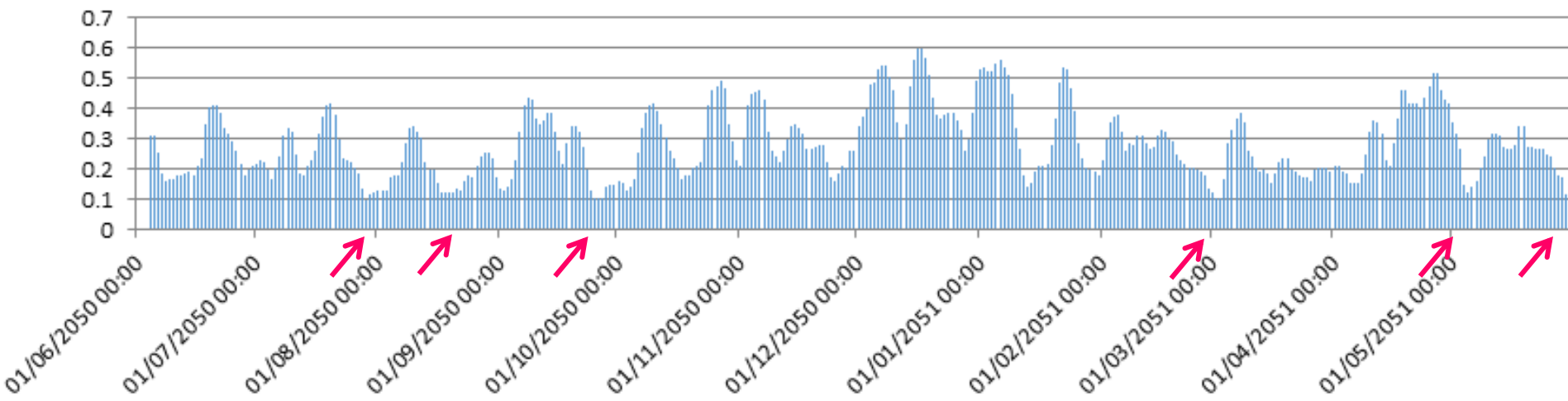
Le taux d'actualisation retenu par défaut pour le calcul des LCOE correspond à 5,25%

- Il inclut une rémunération des capitaux privés



- **Exemple des périodes sans vent:**
 - 7 années météo, avec prise en compte du phénomène au niveau européen
 - Sur l'année de référence 2012, plusieurs épisodes difficiles: 6 périodes de plus de 4 jours où le facteur de charge éolien moyen est $\leq 10\%$

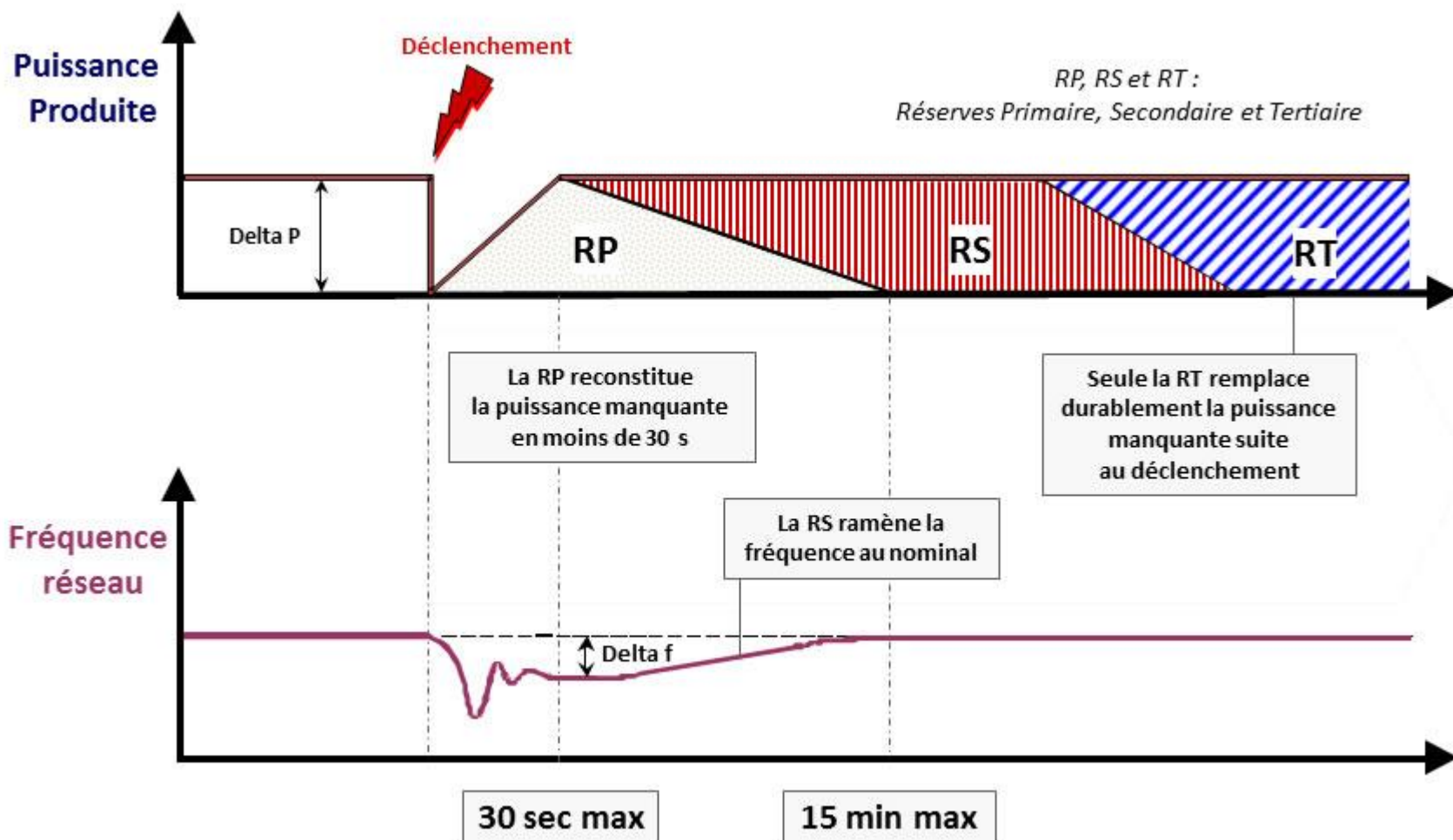
Facteur de charge moyen sur 4 jours de l'éolien terrestre et offshore



- **Comité d'échange du 5 novembre 2014**
 - **Principaux retours:** Prise en compte du réseau de distribution, Acceptabilité sociale
- **Janvier-avril: consultation des acteurs**
- **Principales questions soulevées:**
 - La sensibilité aux hypothèses de coût
 - L'importance des hypothèses sur la flexibilité de la demande
 - La stabilité infra horaire / les besoins de réserve
 - La modélisation du réseau
- **Nouveaux travaux lancés entre avril et juin 2015**
- **Restitution au comité d'échange: juillet 2015**
- **Publication**

- **Aujourd'hui, la réserve primaire = réserve rapide visant à maintenir la stabilité du réseau**
 - Indicateur: fréquence
 - Objectif: stopper la baisse de fréquence
 - Élément dimensionnant: perte de 2 groupes au niveau européen (3 GW)
 - Dimensionnement pour la France : 600 MW
 - Obligation portée par les groupes tournants asservis
 - Délais d'activation: immédiate <30sec
- **Réserve secondaire**
 - Objectif: ré-établir la fréquence
 - Dimensionnement: entre 500 et 1000 MW
 - Délai d'activation: 30sec < <5min
- **Réserve tertiaire**
 - Activation manuelle entre 15 et 30 min

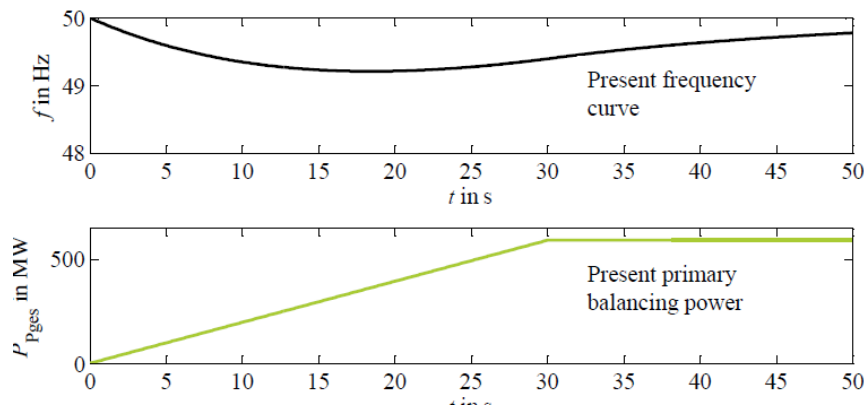
- Le fonctionnement de la réserve actuellement



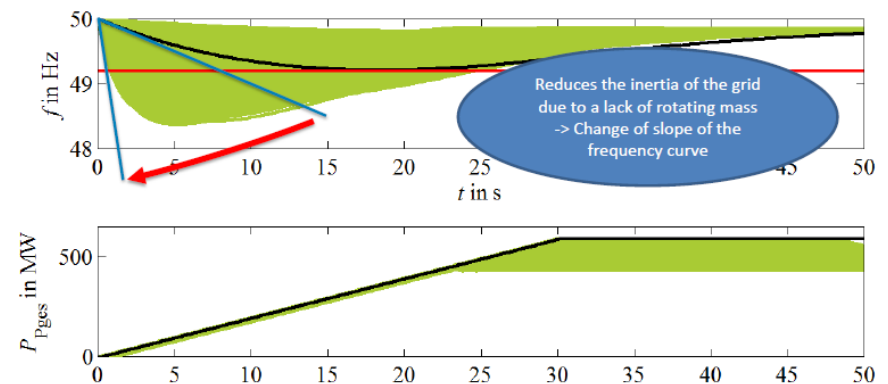
Résultats de l'étude Kombikraftwerk-2

- La baisse d'inertie (masse tournante) du système accroît potentiellement la profondeur des excursions de fréquence

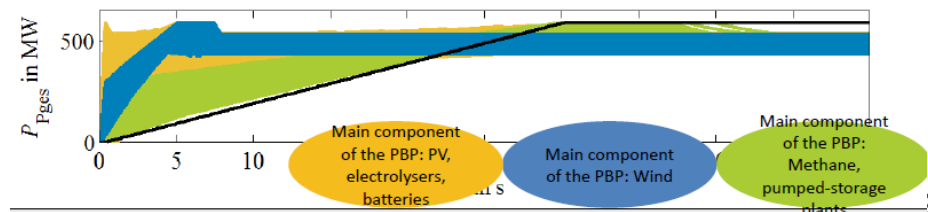
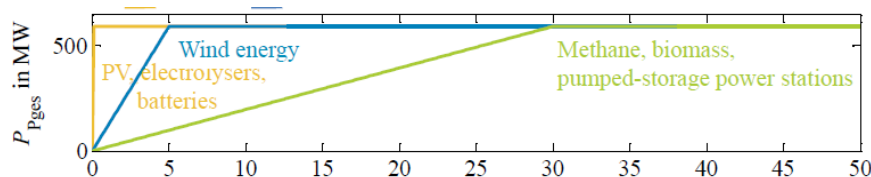
Frequency curve and primary balancing power today



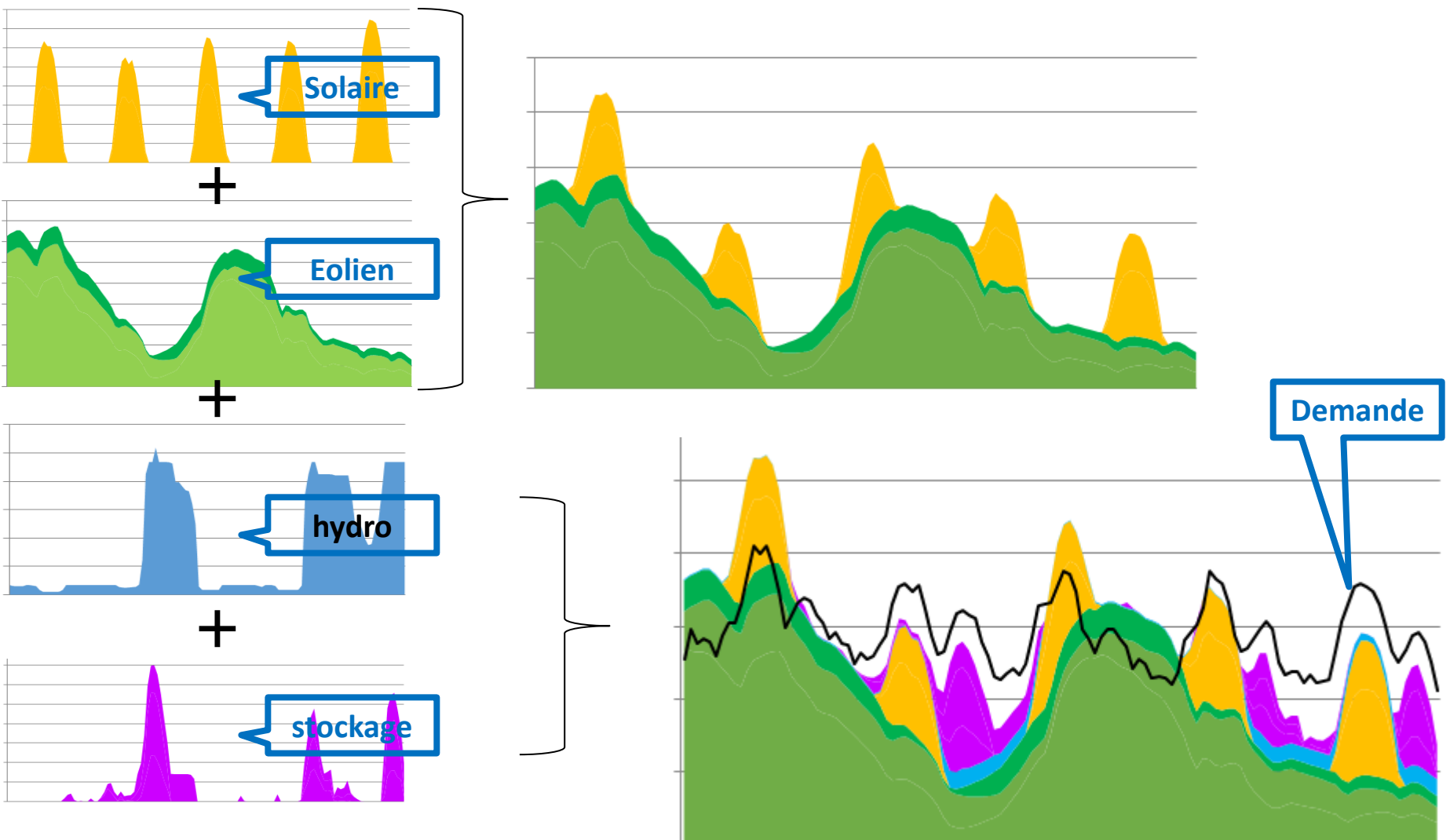
Frequency curves of the scenario year at current balancing power provision



- La réactivité du système permet de corriger les écarts de fréquences

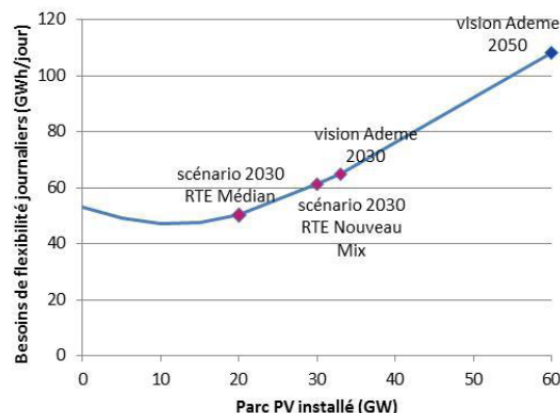
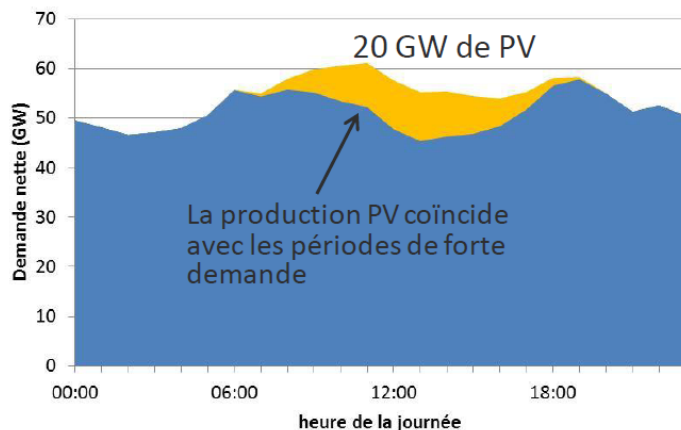


1. Comment palier à la variabilité de la production EnR ?

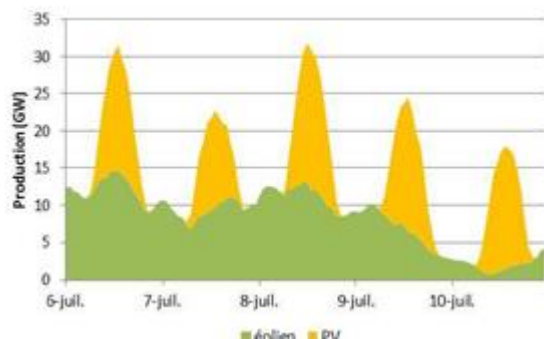


Le besoin de flexibilité du système électrique en 2030

- Sur une journée, le besoin de flexibilité dépend fortement du taux de pénétration du PV



- De nouvelles opportunités d'arbitrage infra-hebdomadaires



Contrairement au solaire, la production éolienne varie sur des cycles de plusieurs jours

- Un système électrique français déjà très flexible