



Quelles solutions pour une transition  
énergétique efficace et résiliente ?

# Trajectoire ENGIE : un mix équilibré pour une efficacité et une résilience renforcée

## Mix Équilibré

Une électrification forte (48%) mais **un rôle des vecteurs gazeux, méthane et hydrogène, qui reste significatif**

Une vision intégrée permettant **une optimisation pour chaque usage du rôle des différents vecteurs** (électricité, méthane, hydrogène) en fonction de leurs caractéristiques

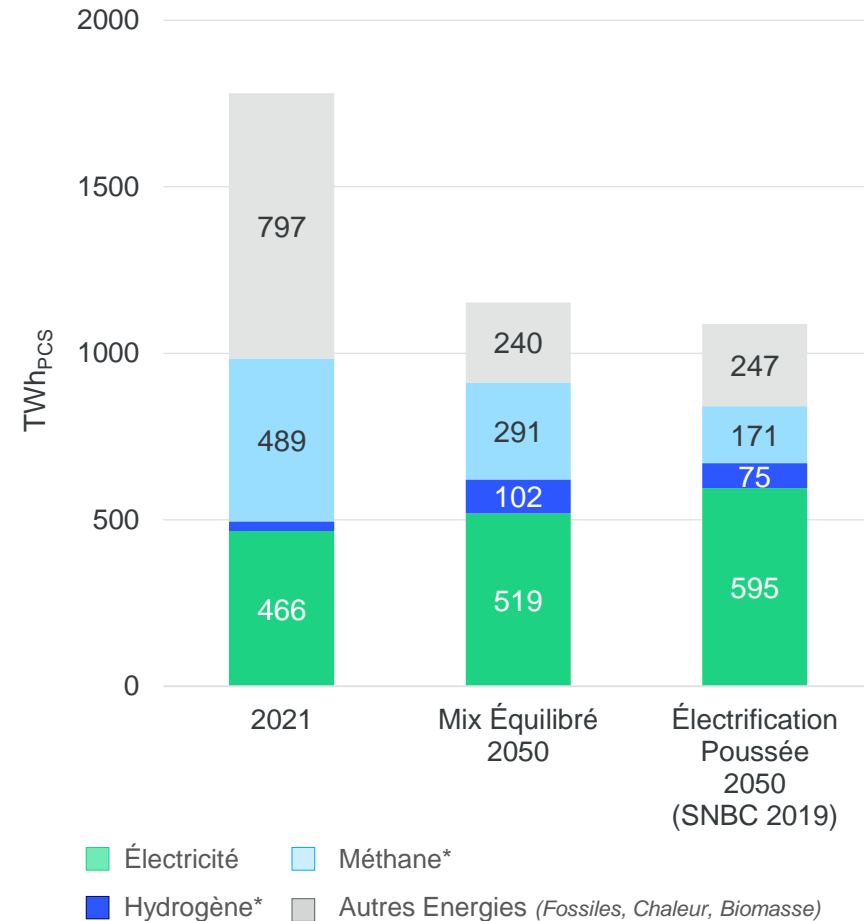
Le recours à **un large panel de solutions de décarbonation** (H<sub>2</sub> notamment importé, CCS)

Un recours aux **infrastructures existantes** permettant un développement moins coûteux des infrastructures électriques

Une **pointe électrique** plus maîtrisée

Une vision finalement assez proche de la SNBC 2019 (trajectoire de PIB et de décarbonation) mais permettant **des gains substantiels en termes de coûts et de résilience du système énergétique**

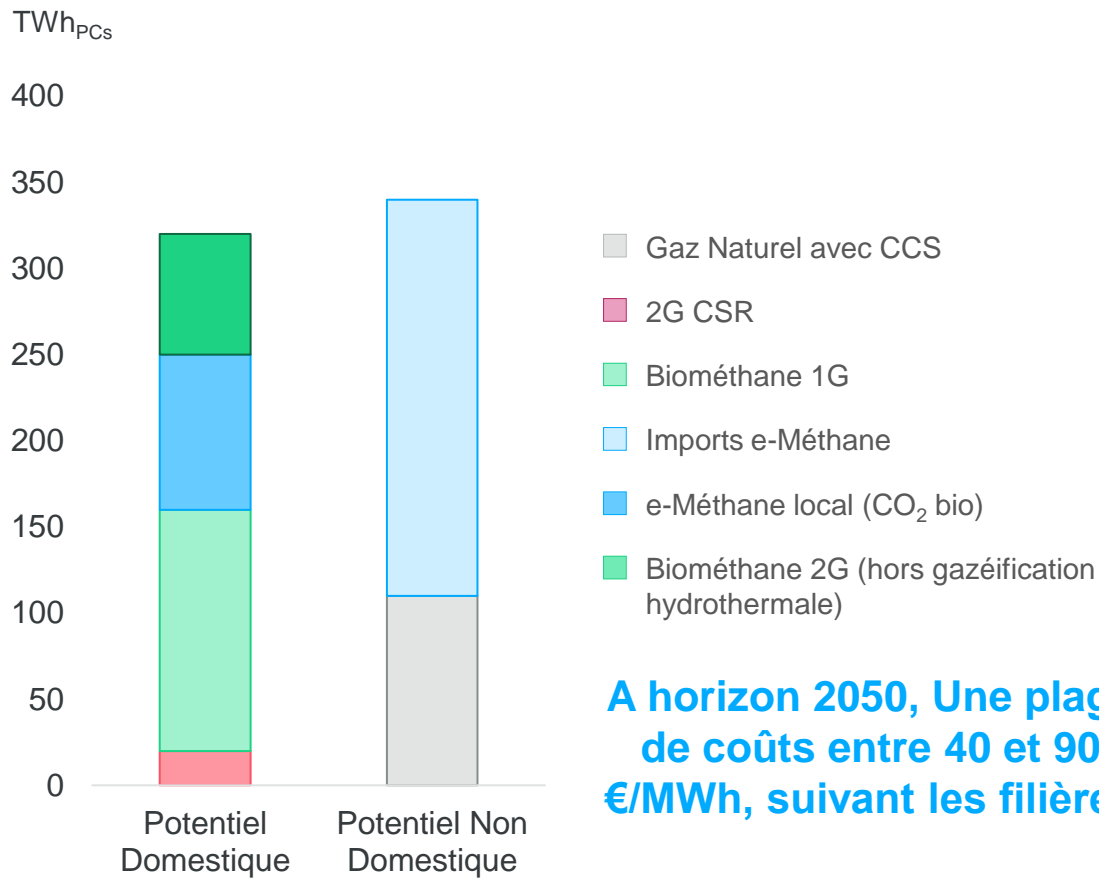
## Demande Énergétique



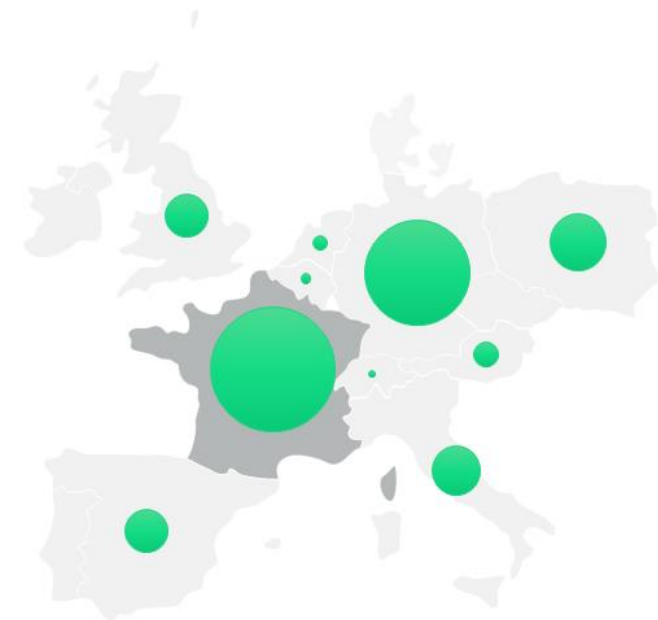
\* Les valeurs incluent les demandes finales et intermédiaires. La valeur 2050 prend en compte aussi l'utilisation pour faire de l'H<sub>2</sub> comme matière première dans l'industrie (non inclus dans la demande finale). Les valeurs communiquées par RTE ont été corrigées pour inclure la demande de l'hydrogène pour les bio-carburants – Valeurs en PCS

# La France possède le potentiel de méthane renouvelable le plus important d'Europe

A horizon 2050, le gaz sera décarboné. Le potentiel domestique de verdissement du méthane est suffisant pour couvrir la demande, il pourrait être complété par des imports dans une optique de réduction des coûts



**A horizon 2050, Une plage de coûts entre 40 et 90 €/MWh, suivant les filières**



**Potentiel de biométhane par pays d'Europe de l'Ouest**

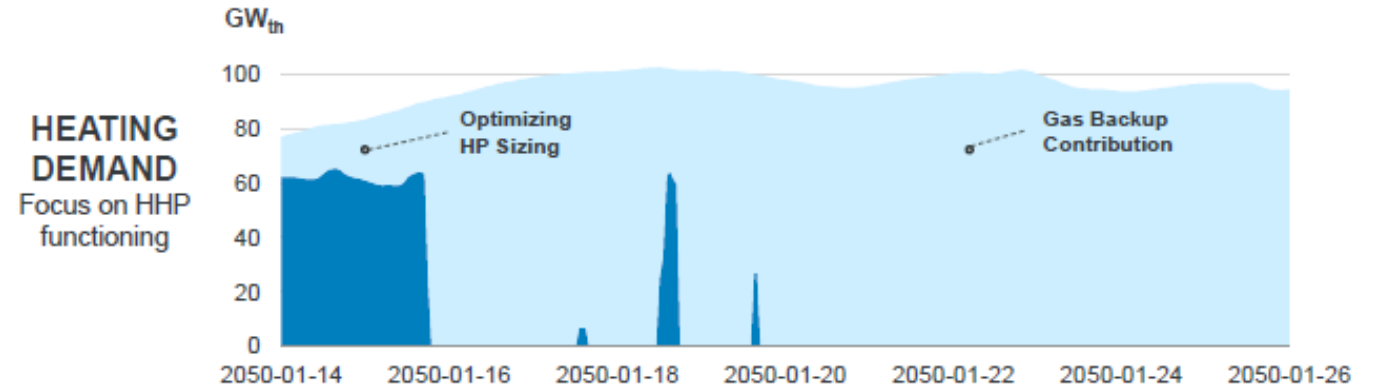
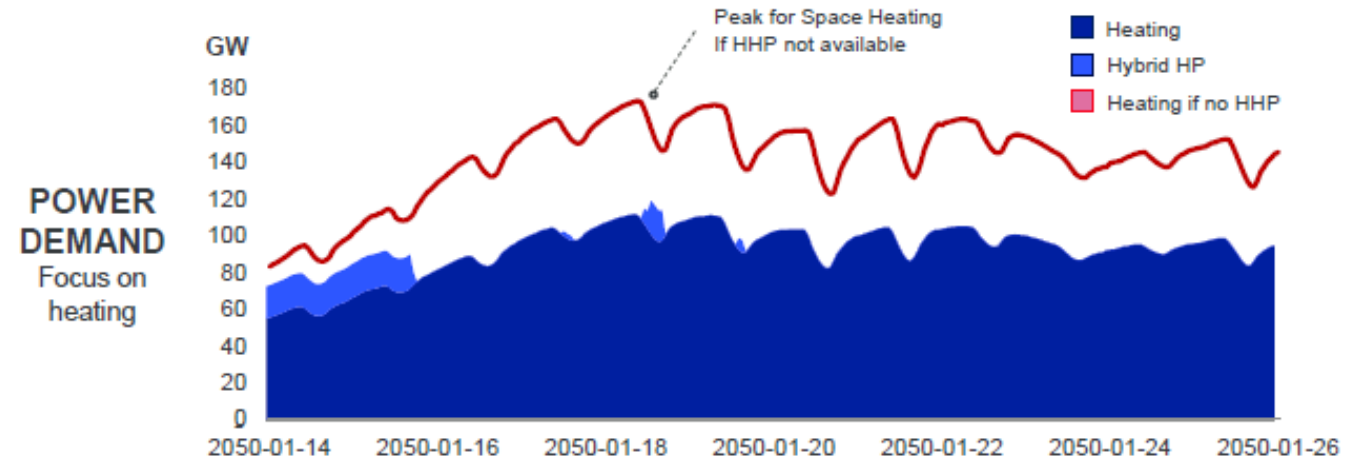


## Hybrid Heat Pumps Peak contribution

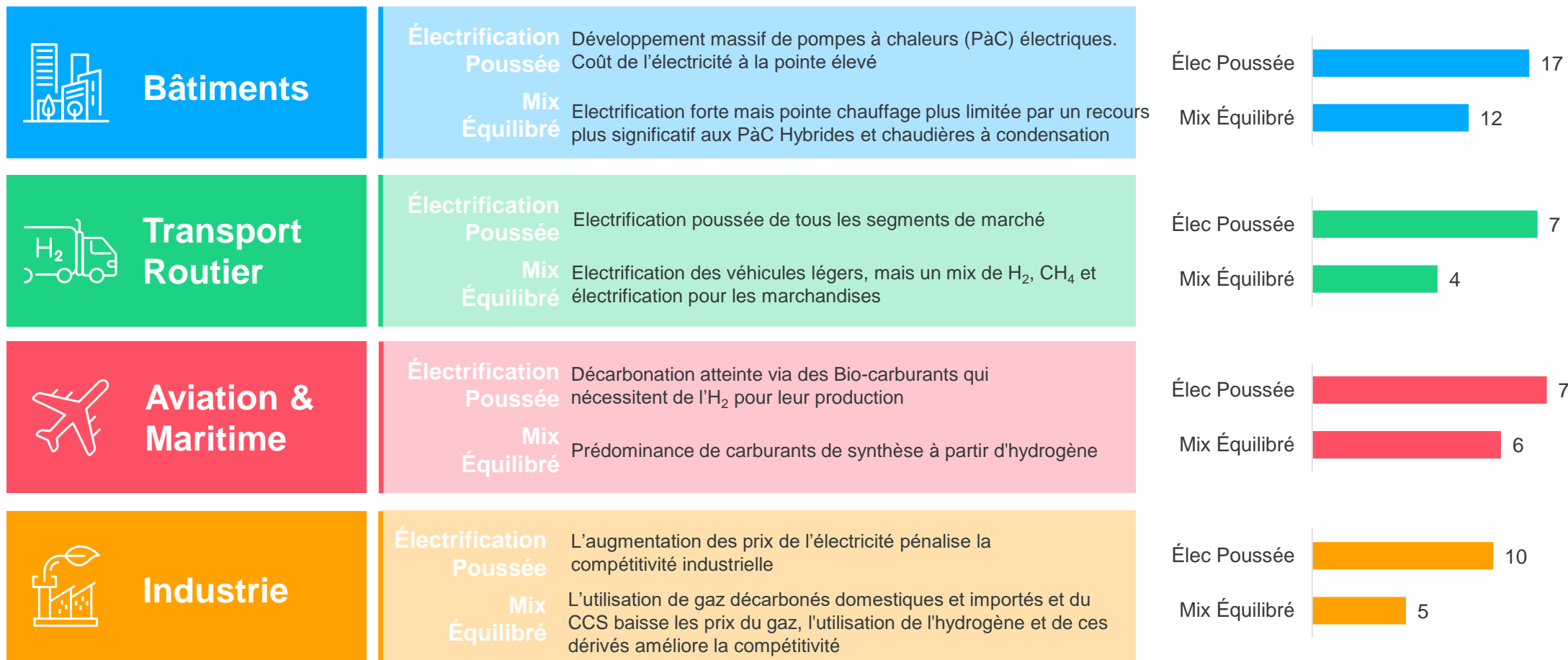
Backing a Heat Pump via an efficient gas-fired solution reduces peaks & stress on power sector:

- The hybrid technology switch to gas in reaction to electricity price spikes
- This switching reduces electricity demand peaks by 110 GW in 2050 (50 GW for at CWE-4, cf. chart), translating to a reduction along the transition of 138 GW of power peak unit.

## Hybrid Heat Pumps allows for a more efficient sector coupling reducing electricity winter peaks



# L'utilisation, pour chaque secteur, des vecteurs et technologies les plus adaptés permettrait de réduire les coûts de la décarbonation de 14 Mds/an en 2050



# L'identification de leviers de résilience doit permettre de rester robuste face aux incertitudes de long terme

## Principaux aléas liés à des déviations potentielles de trajectoire SNBC

<b>Retard EPR</b>	5 ans de retard sur le nouveau nucléaire	
<b>Retard EPR et sortie à 50 ans du nucléaire existant</b>	5 ans de retard sur le nouveau nucléaire	
<b>Retard du développement des EnR</b>	5 ans de retard pour le solaire et l'éolien	
<b>Moindre développement de la filière biométhane</b>	Trajectoire biométhane basse de France Stratégie et pas de pyrogazéification	
<b>Retard rénovation énergétique</b>	20% des rénovations atteint le niveau BBC et 500k rénovations / an	
<b>RTE réindustrialisation</b>	Part de l'industrie manufacturière dans le PIB à 12-13% en 2050	
<b>Imports dégradés</b>	Parcs thermiques de l'Allemagne et du Benelux qui pourraient être limitants	

## Principaux aléas liés à des aléas opérationnels et climatiques

<b>Vent faible</b>	2011 : facteur de charge annuel éolien -9% par rapport à 1980-2018	
<b>Vague de froid et vent faible</b>	2006, 1ère semaine de février : <ul style="list-style-type: none"> <li>Facteur de charge hebdomadaire de l'éolien européen &lt; 9%</li> <li>Vague de froid : 0 °C en moyenne</li> </ul>	
<b>Indisponibilité nucléaire historique</b>	Hiver 2021-2022 : disponibilité du nucléaire existant faible (< 72%)	
<b>Sécheresse Canicule</b>	Inondations de 2015 : production de résidus de culture et de CIVE d'été diminuée de 25 % par rapport à la moyenne 2000-2021	
<b>Inondations / Pluies fortes</b>		

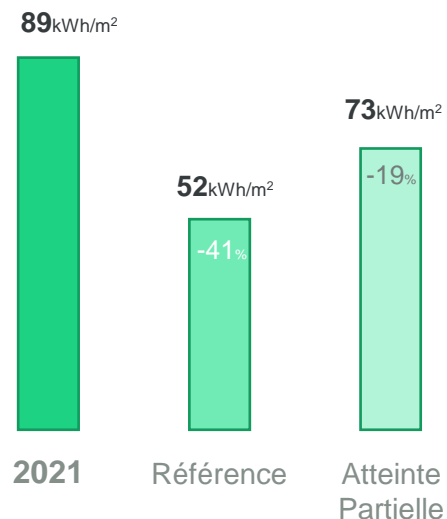
# Le scénario équilibré est plus résilient pour compenser un probable retard dans les objectifs de rénovation thermique

Les rythmes de rénovation prévus par la SNBC (jusqu'à 1 Million de rénovation par an au standard BBC) posent question au regard des rythmes de rénovation passés.

Une atteinte partielle de cet objectif (division par deux de l'efficacité moyenne de chaque rénovation) aurait un impact très significatif sur le système électrique



Consommation thermique en France  
Moyenne parc de bâtiments existants



Impact d'une atteinte partielle des objectifs de rénovation de la SNBC

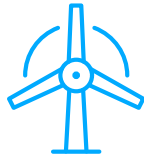
**-2.3** Mds/an  
2050

Economies générées par le scénario équilibré par rapport au scénario d'électrification poussée (SNBC)

**-6** GW

Besoins de CCGTs additionnelles évités

# Limiter les technologies de production d'électricité entraîne des surcoûts et des risques conséquents



Renoncer au développement des parcs éoliens en France

**+7** €MLD/an  
2050  
*Électrification Poussée*

- Un choix onéreux (6x plus cher dans Électrification Poussée)
- Des importations Poussées d'électricité (+150 TWh)
- Un investissement conséquent en capacité thermique (9-14 GW)



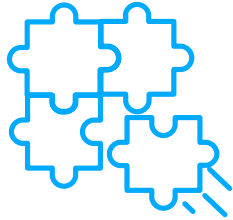
Renoncer au thermique décarboné

**+29** €MLD/an  
2050  
*Électrification Poussée*

Le non développement d'un parc thermique décarboné en Europe (biométhane, CCS, e-Méthane, Hydrogène) implique **une substitution par des solutions plus chères** (batteries, piles à combustible (H<sub>2</sub>), renouvelables et réseaux)



# Les principaux atouts d'un mix équilibré



## Une faisabilité technologique s'appuyant sur :

- Une meilleure utilisation d'infrastructures/équipements existants
- Un potentiel de gaz verts avéré
- Un équilibrage horaire offre/demande robuste



## Des coûts plus faibles grâce à :

- Un moindre développement d'infrastructures électriques
- Une optimisation des solutions de flexibilité, PàC hybrides, mobilisation des stockages de gaz (méthane ou hydrogène)
- Le recours à un plus large panel d'options de décarbonation compétitives (CCS, hydrogène, biomasse, imports)



## Une résilience renforcée face aux risques pouvant remettre en cause l'atteinte des objectifs de la transition énergétique :

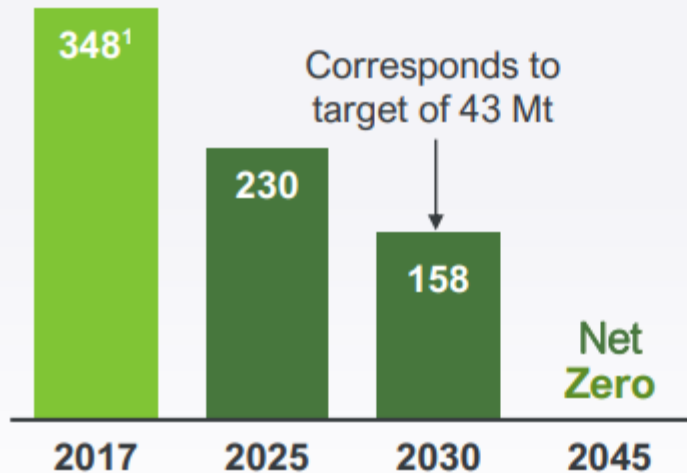
- Acceptabilité de nouvelles lignes électriques
- Acceptabilité d'actifs de production décarbonés (Nucléaire, ENR)
- Sécurité d'approvisionnement électrique en Europe
- Non atteinte des objectifs de rénovation thermique

# ENGIE's decarbonization ambition

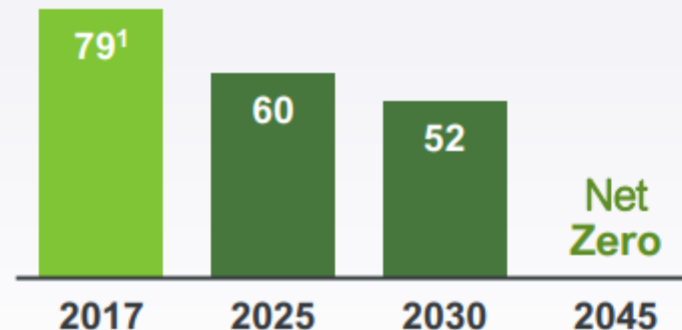
Net Zero by 2045, across all scopes,  
and following a “well below 2°C” trajectory



**Carbon intensity**  
of energy production (gCO<sub>2</sub>e / kWh)



**Greenhouse gas emissions**  
on use of sold products (MtCO<sub>2</sub>e)



## Path to Net Zero

- Coal exit
- Capex alignment: investments in projects and regions compatible with our targets
- Carbon budgets assignment & carbon price integration
- Carbon objectives to top management incentives