



RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



# PRODIGE 2

## Programme d'acquisition de références sur les unités de méthanisation agricole

2ème partie: Synthèse des performances économiques

Avec la collaboration de l'AAMF



# Sommaire

1. **Présentation de l'échantillon enquêté**
  - a) Le Programme Prodige 2
  - b) Les unités enquêtées
  - c) Représentativité géographique
  - d) Ancienneté des unités
  - e) Niveau de satisfaction

2. **Caractéristiques et performances techniques**
  - a) Production d'électricité
  - b) Production de biométhane
  - c) Alimentation des digesteurs
  - d) Production de biogaz
  - e) Consommation d'électricité
  - f) Valorisation de la chaleur
  - g) Gestion du digestat
  - h) Temps de travail

3. **Résultats économiques**

- a) Rappels méthodologiques

**Partie 1** : Photographie Echantillon

- a) Coûts de construction
- b) Les produits
- c) Coûts de production
- d) Marge nette standardisée
- e) Taux de Rentabilité Interne

**Partie 2** : Analyse de sensibilité sur le TRI / Simulations prospectives

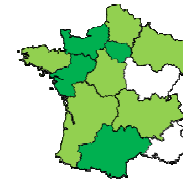
# Le programme PRODIGE 2

## 1. Rappel a. Le Programme Prodigé

Programme d'acquisition et de diffusion de références sur le fonctionnement des unités de méthanisation agricoles en France

- Recueillir les informations
- Produire des références
- Diffuser ces connaissances

Conduit par l'APCA et les Chambres d'Agriculture de 10 régions.



Avec le concours  
financier de l'ADEME

Avec la collaboration de l'AAMF



**Comité de pilotage:** APCA – ADEME

**Comité technique:** INRAE – AAMF – AILE – ATEE club biogaz – IFIP – IDELE – ARVALIS –  
MAAF – DGEC – coopération agricole – Enseignement agricole

**Analyse critique des résultats:** Adrien de Vriendt

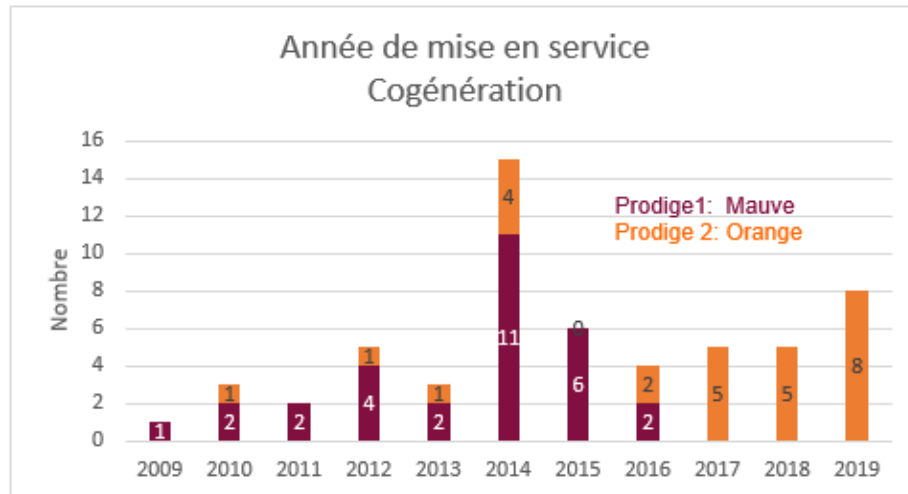
# 57 unités en cogénération

## COGENERATION

Année de mise en route : 2014 (médiane)

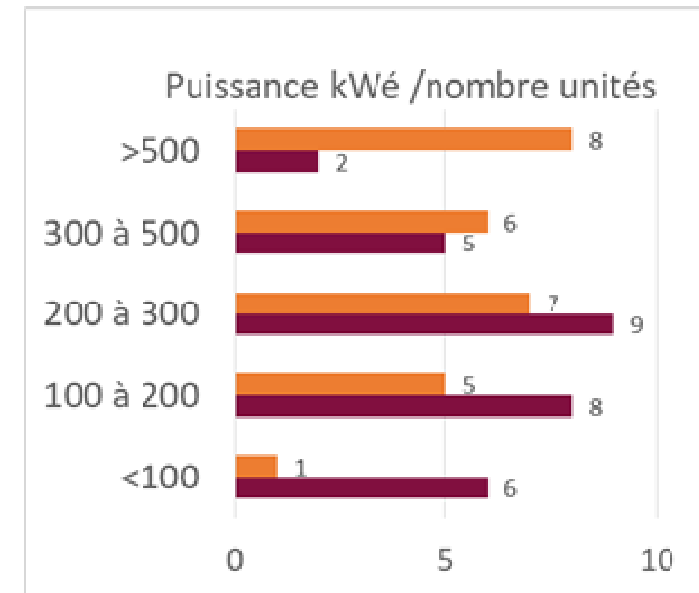
Age fin enquête : moyenne 42 mois / médiane 35 mois

Année comptable d'enquête: 2017 - 2020



## Puissance (kWé produit)

- Moyenne : 298 kWé Médiane : 250 kWé
- Mini: 35 KW Maxi 1 189 KW



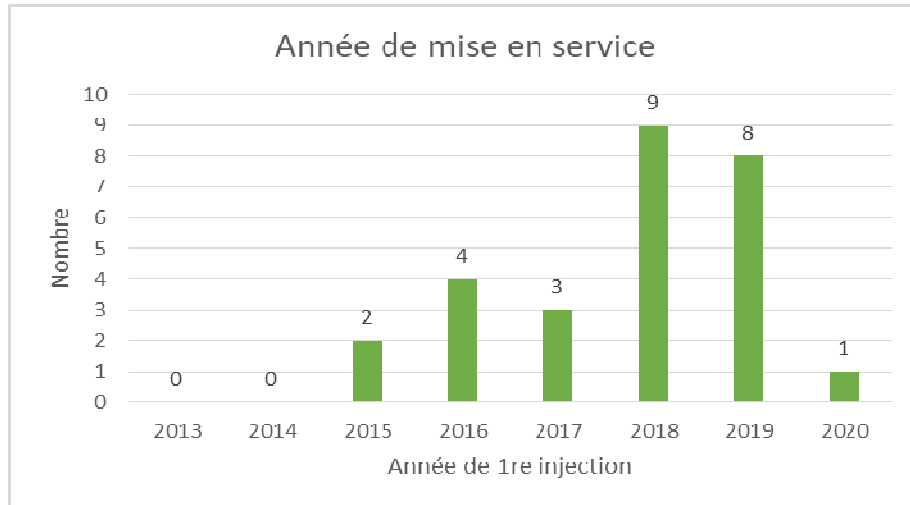
# 27 unités en injection

## INJECTION

Année de mise en route : 2018 (médiane)

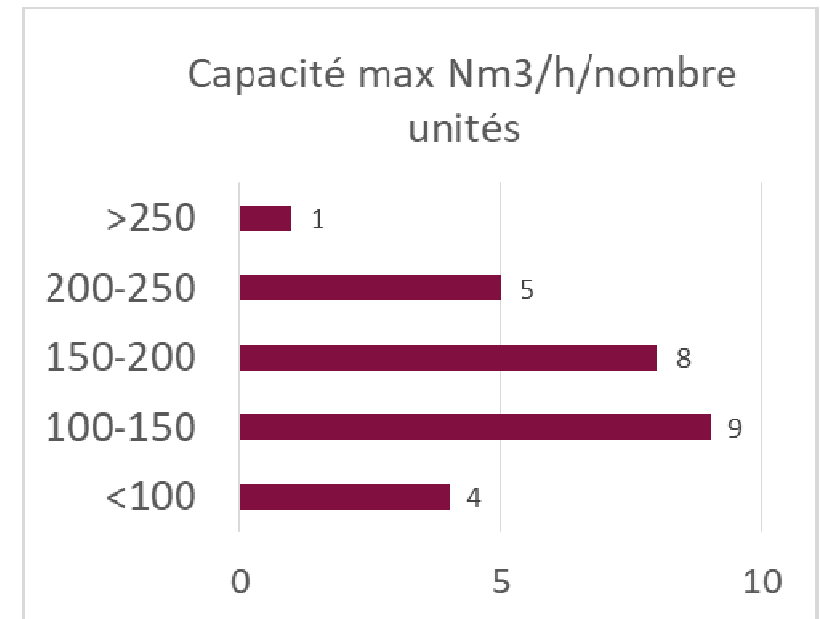
Age fin enquête : moyenne 29 mois / médiane 23 mois

Année comptable d'enquête: 2019-2020



## Capacité maximale (Cmax)

- Moyenne : 151 Nm<sup>3</sup>/h Médiane : 150 Nm<sup>3</sup>/h
- Mini : 70 Nm<sup>3</sup>/h Maxi 255 Nm<sup>3</sup>/h

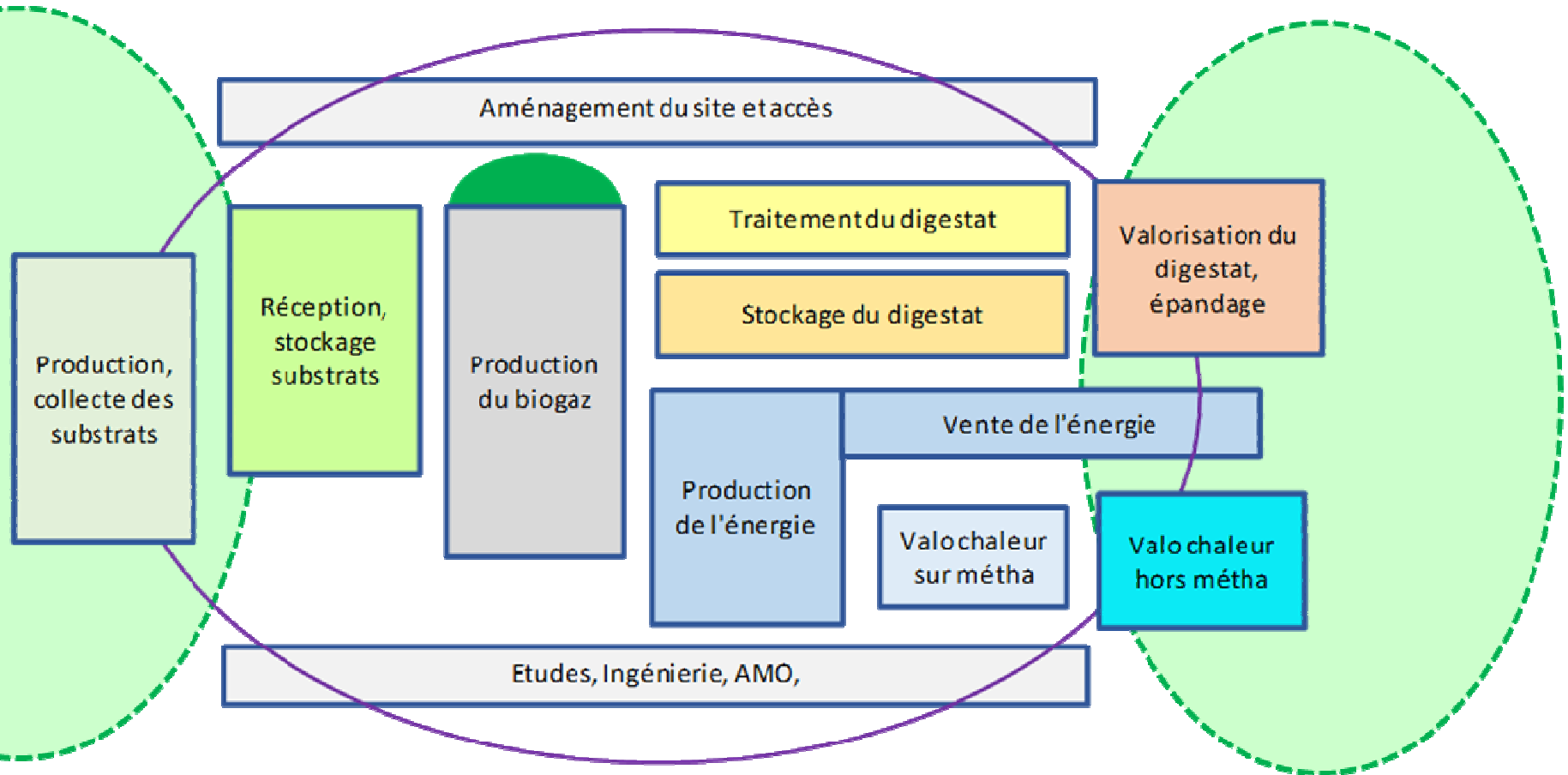


## 2. Résultats économiques

Avec la collaboration de l'AAMF

# Rappels méthodologiques

Définir le périmètre considéré // des limites



# Rappels méthodologiques

Valeurs  
2019-2020

## Partie 1 : photographie des résultats économiques sur un exercice comptable

5 postes opérationnels:

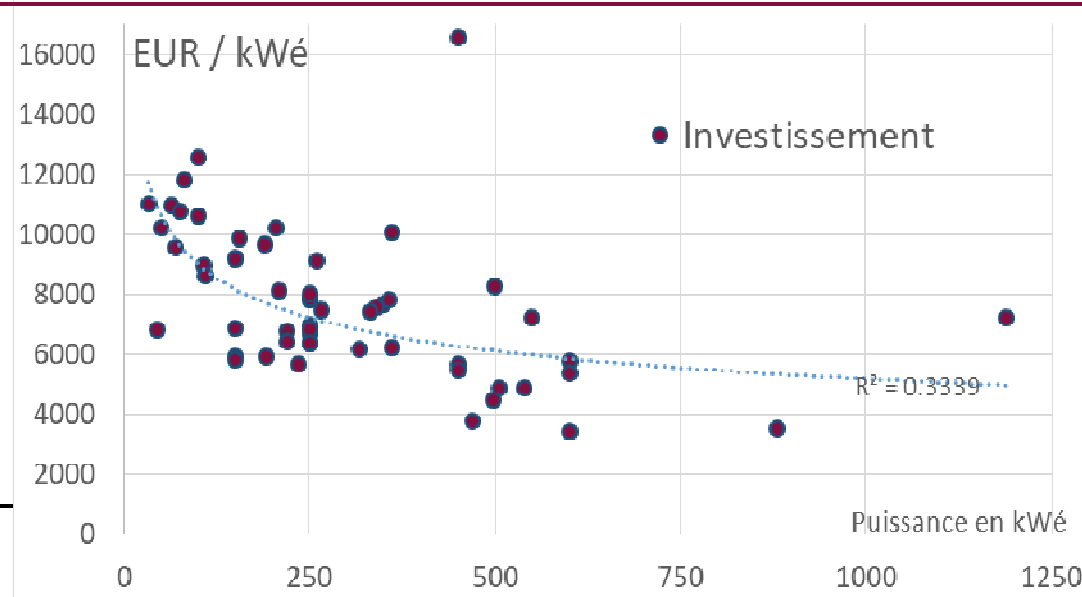
- **Approvisionnement**
- **Biogaz**
- **Valorisation énergie**
- **Gestion digestat**
- **(Valorisation chaleur)**
- **CAPEX : coût d'investissement ou de construction**
- **Produits/recettes**
- **OPEX : charges opérationnelles**
- **Coût de production**
- **Marge nette**



# Coût de construction : Cogénération

- **7 700 Euros/ kWé**
- Dégressivité en fonction de la taille
- Mais grands écarts pour une même puissance
- **23% de subvention en moyenne**
- Les postes biogaz + valorisation énergétique = 79% du coût
  - Biogaz = 58%
  - Valo elec.= 21%

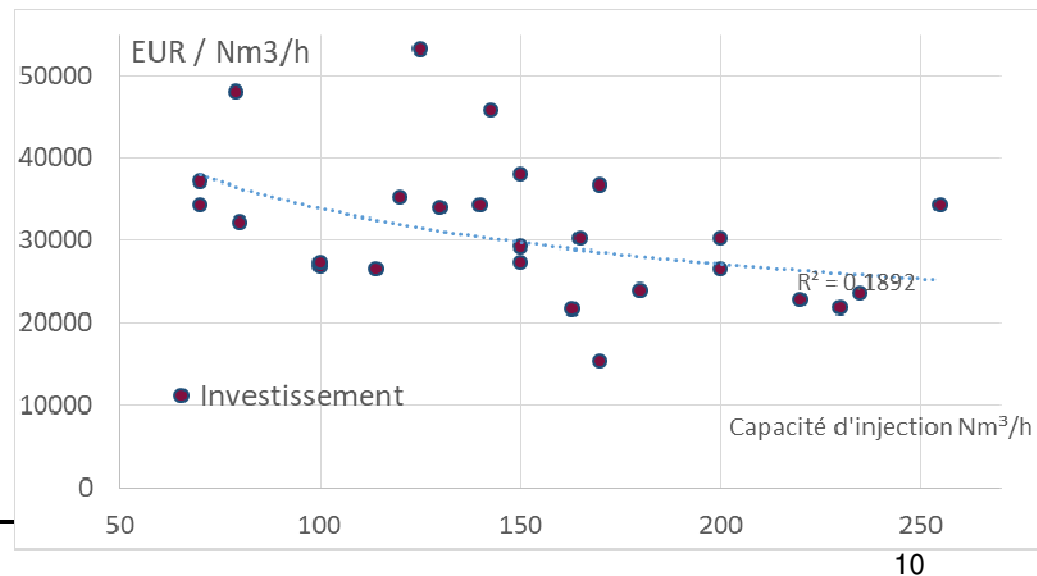
EUR par kW	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Investissement	<b>7 713</b>	<b>10 180</b>	7 525	6 646
Subvention	<b>1 753</b>	2 783	1 694	1 283
% invest	<b>23%</b>	27%	23%	<b>19%</b>
Investis - subvention	<b>5 961</b>	7 397	5 831	5 363



# Coût de construction : Injection

- **31 500 Euros/ Nm3/h** (Cmax enquête)
- **41 360 Euros/Nm3/h** (Cmax projet)
- Dégressivité en fonction de la taille
- Mais grands écarts pour une même puissance
- **16% de subvention en moyenne**
- Les postes biogaz + valorisation énergétique = 85% du coût
  - Biogaz = 55%
  - Valo énergétique = 30%

Euro par Nm3/h	Moyenne	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h
Investissement	<b>31 465</b>	33 230	32 769	26 580
Subvention	<b>4 835</b>	5 673	4 765	3 998
% invest	<b>15%</b>	17%	15%	15%
Investis - subvention	<b>26 816</b>	27 557	28 005	22 582



# Les produits: Cogénération

Valeurs  
2017-2020

- **Vente d'électricité**
- Petites unités Tarif sup de 5% / aux grandes

EUR/ MWh livré	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Vente électricité	<b>213</b>	220	213	209
Autres gains	<b>20</b>	16	24	16
<b>Total</b>	<b>233</b>	237	237	225

- **Autres recettes et économies**
- 8% du total recettes
- 19 perçoivent redevances déchets = moy 10% des recettes

EUR/ MWh livré	Moyenne	% total recette	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Redevance déchet	<b>6</b>	<b>3%</b>	0	6	<b>10</b>
Valorisation chaleur	<b>4</b>	<b>2%</b>	<b>6</b>	5	2
Valorisation digestat	<b>5</b>	<b>2%</b>	6	6	4
Autre	<b>4</b>	<b>2%</b>	4	7	0
<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>8%</b>	16	24	16

# Les produits: Injection

Valeurs  
2019-2020

- Vente de biométhane
- Petites unités Tarif sup de 17% / aux grandes

EUR/ MWh livré	Moyenne	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h
Vente biométhane	117	129	116	107
Autres gains	4	2	5	4
<b>Total</b>	<b>121</b>	<b>132</b>	<b>121</b>	<b>111</b>

- Autres recettes et économies
- 3% du total recettes
- 6 perçoivent redevances déchets = moy 5% des recettes

EUR/ MWh livré	Moyenne	%total recette	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h
Redevance déchet	2	1%	0	3	0
Valorisation digestat	1	1%	0	1	2
Autre	1	1%	2	1	1
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>3%</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>4</b>

# Coûts de production

- **3 catégories de charges** réparties sur les cinq postes principaux.

## Des règles de standardisation

100% financement bancaire

Tx intérêt fct de l'année de mise en service

Déj. animales gratuites pour méthagris (sauf transport)

coût du travail à 20.8€ / heure (1,5 SMIC)

épandage : supplément à épandre au coût entreprise

achat matériel d'épandage non considéré

atelier connexe pour valorisation de la chaleur exclus

	Annuités	Exploitation	Travail	Total
Approvisionnement				
Biogaz				
Energie				
Digestat				
Chaleur (directe)				
<b>Total</b>				<b>coût</b>

**Résultat économique calculé  
+/- différent du résultat  
comptable**

# Coût de production: Cogénération

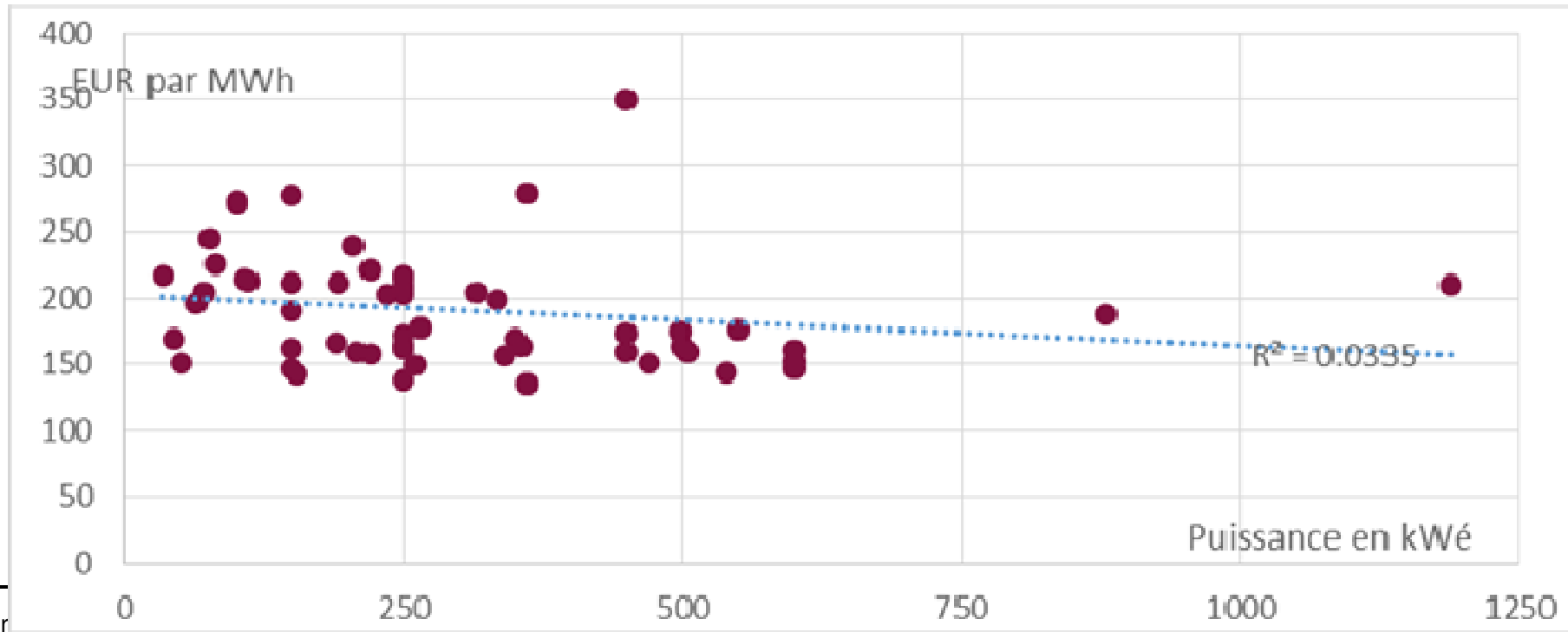
Valeurs  
2017-2020

- 191 Euros/ MWhé vendu
- Grande variabilité

EUR par MWhé	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût de production	191	136	158	215	349

## Ventilation par puissance

Pas de corrélation avec la puissance installée



# Coût de production: Cogénération

Valeurs  
2017-2020

## Par taille et catégorie de charge

- Petite puissance : coût plus élevé, plus d'annuités (malgré subvention) et de travail
- Pour les autres : charges exploitation > amortissement >> travail

EUR par MWh	Total	Investis.	Exploitation	Travail
< 140 kW	217	105	90	21
140 -300 kW	187	78	97	12
> 300 kW	182	74	93	16
<b>Moy.Total</b>	<b>191</b>	81	94	15

## Par taille et postes

- Unités de petite taille : Coûts biogaz et énergie plus élevés
- Unités de grande taille : Coût approvisionnement plus élevé, compensé par des coût biogaz et énergie moindres

EUR par MWh	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Approvisionnement	45	35	43	52
Conversion biogaz	88	103	90	79
Conversion énergie	41	59	37	35
Gestion digestat	14	16	14	14
Valorisation chaleur	2	4	2	2
<b>Total</b>	<b>191</b>	217	187	182

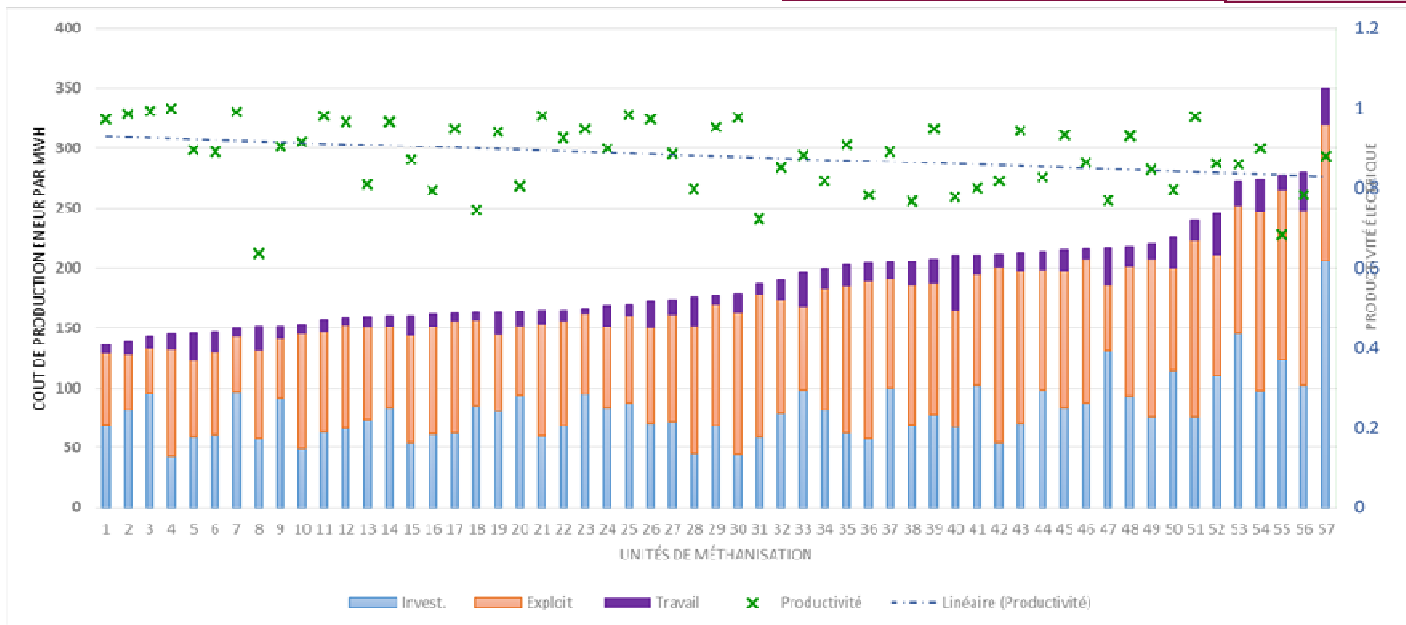
# Coût de production: Cogénération

## Ventilation des charges par postes

- Cout Exploit = 49%, Invest = 42%.
- Biogaz = 46%, Appro = 24%; Conv energie =21%

5 Postes principaux : 80% des coûts

Cogénération EUR par MWh	Total	Investis.	Exploitation	Travail
Approvisionnement	45	6	35	4
Conversion biogaz	88	47	34	8
Conversion énergie	41	20	18	3
Gestion digestat	14	6	7	1
Valorisation chaleur	2	2	0	0
<b>Total</b>	<b>191</b>	<b>81</b>	<b>94</b>	<b>15</b>



Valeurs  
2017-2020



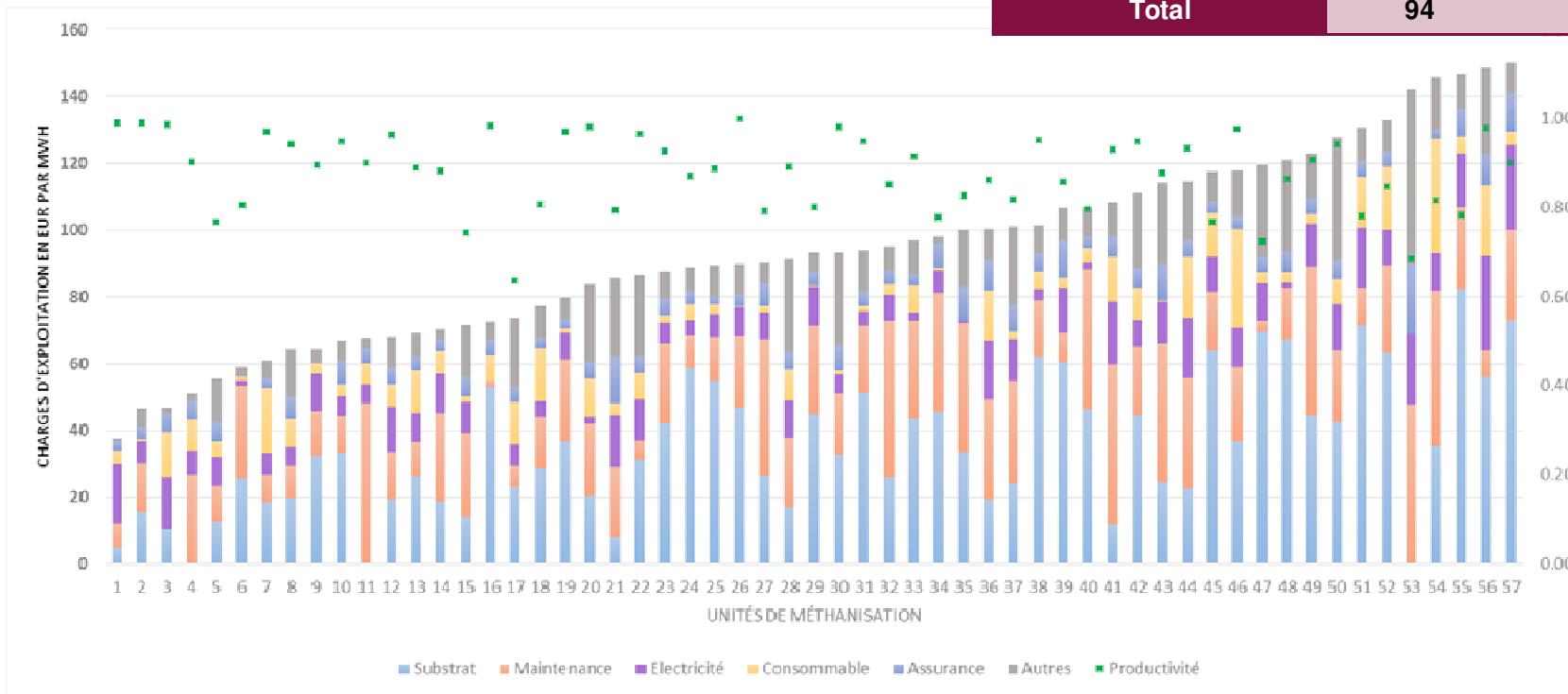
# Coût de production: Cogénération

## 3. Résultats économiques d. Coûts de production

### Zoom sur les charges d'exploitation

- Le coût des substrats est prépondérant, représentant en moyenne 37% du total des charges d'exploitation.
- Maintenance =23%, Electricité 11%

EUR par MWh	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Coût des substrats	35	24	34	42
Maintenance et entretien	22	26	22	21
Consommables	8	7	9	6
Assurance	6	8	6	5
Electricité	10	12	12	7
Autres	13	12	14	12
<b>Total</b>	<b>94</b>	<b>90</b>	<b>97</b>	<b>93</b>



Valeurs  
2017-2020

# Coût de production: Cogénération

## Simulation hausses constatées 2022

- Coût des substrats = **+20%**
- Electricité = **+50%**

Simulation  
2022

+13 %  
des charges  
d'exploitation

Cogénération EUR par MWh	Simulation 2022			
	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW
Coût des substrats	<b>42</b>	29	41	50
Maintenance et entretien	22	26	22	21
Consommables	<b>8</b>	7	9	6
Assurance	6	8	6	5
Electricité	<b>15</b>	18	17	10
Autres	13	12	14	12
<b>Total</b>	<b>106</b>	101	109	104
<b>Evolution/ Enq.Prodige</b>	<b>12.7%</b>	12.1%	13.0%	12.7%

# Coût des substrats

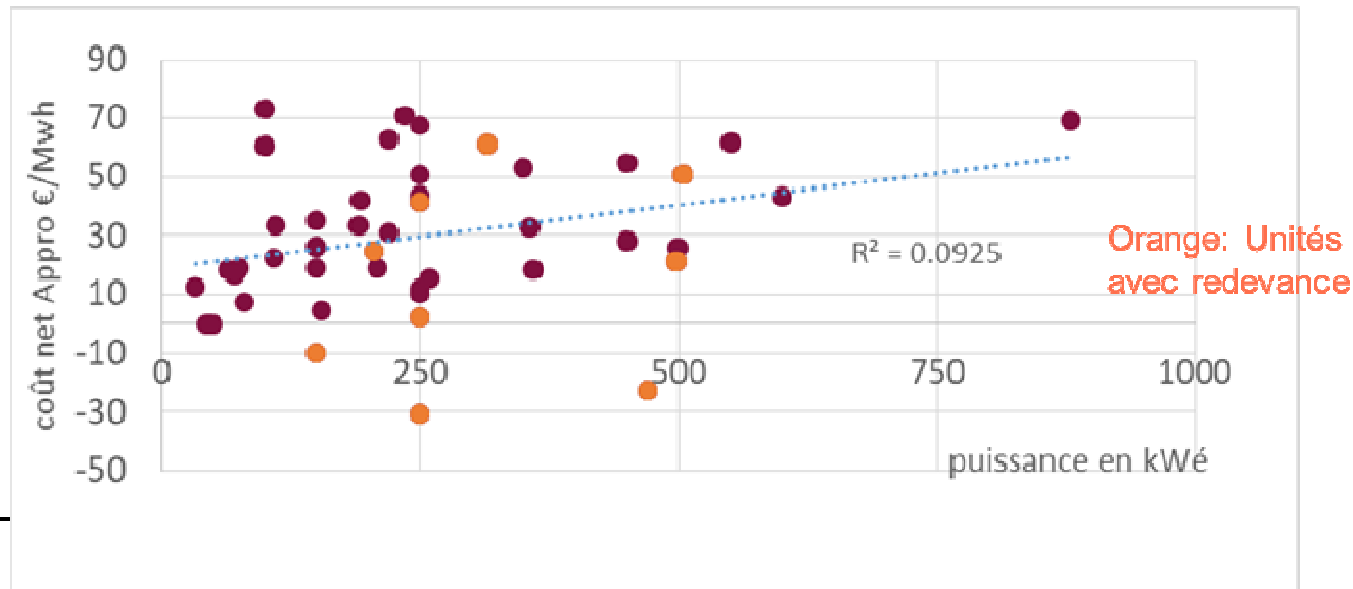
Valeurs  
2017-2020

3. Résultats économiques  
c. Coûts de production

## Cogénération

- **35 EUR / Mwh en moyenne**
- Plus faible pour les petites unités
- 19 redevances déchets (33%)
- Baisse en moyenne de 17%
- 5 unités à coût net négatif

EUR par MWhé livré	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût des substrats	<b>35</b>	0	18	54	83
Coût net : substrat - redevances	<b>29</b>	-31	11	51	83
	Moyenne	< 140 kW	140 -300 kW	> 300 kW	
Coût des substrats	<b>35</b>	24	34	42	
Coût net : substrat - redevances	<b>29</b>	24	28	32	



# Coût de production: Injection

3. Résultats économiques  
d. Coûts de production

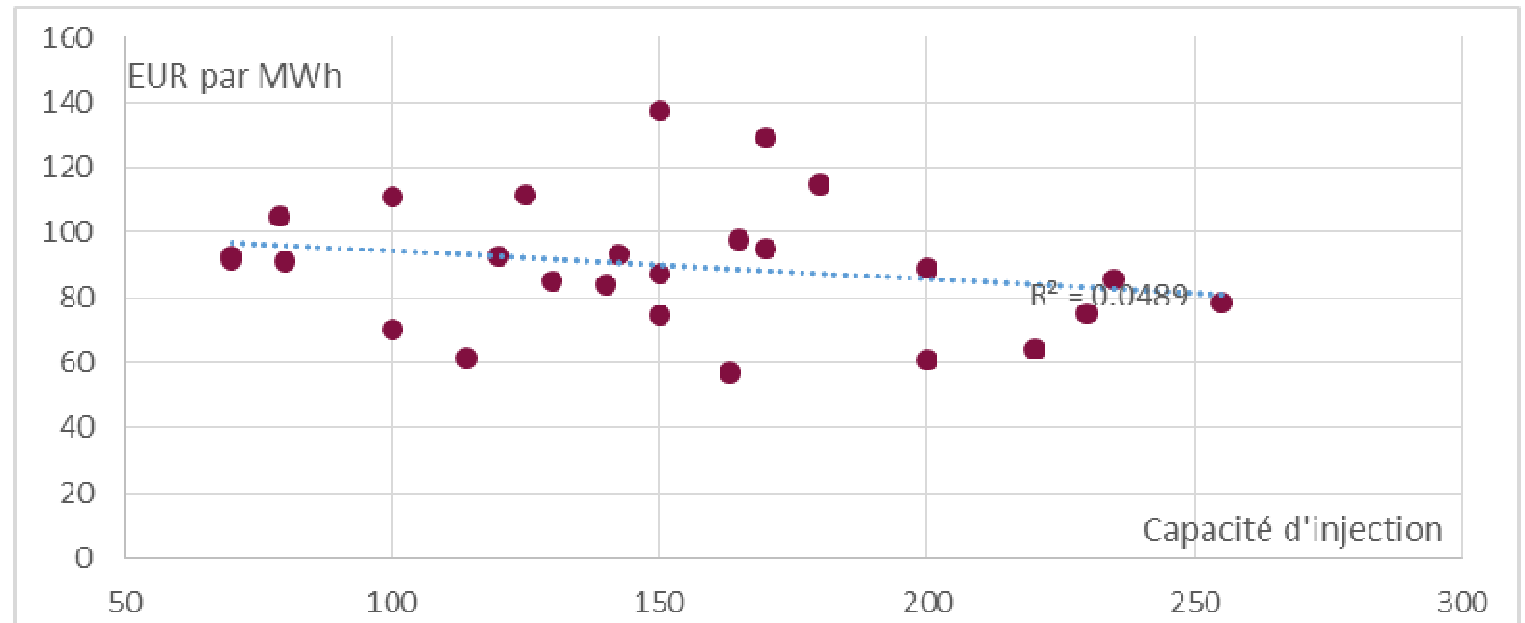
Valeurs  
2019-2020

- **90 Euros/ Mwh PCS vendu**
- Grande variabilité

EUR par MWh PCS	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût de production	<b>90</b>	57	75	105	137

## Ventilation par taille

Pas de corrélation  
avec la capacité  
d'injection



# Coût de production: Injection

## 3. Résultats économiques d. Coûts de production

Valeurs  
2019-2020

### Par taille et catégorie de charge

- Facteur d'échelle perceptible uniquement pour les plus grandes unités
- Pour les autres : charges exploitation > annuités >> travail

EUR par MWh	Total	Investis.	Exploitation	Travail
< 120 Nm <sup>3</sup> /h	<b>89</b>	31	53	5
120 -180 Nm <sup>3</sup> /h	<b>97</b>	32	58	7
> 180 Nm <sup>3</sup> /h	<b>75</b>	<b>26</b>	<b>45</b>	<b>4</b>
<b>Moy.Total</b>	<b>90</b>	30	54	6

### Par taille et postes

- Unités de petite taille : Coûts biogaz et énergie plus élevés
- Unités de grande taille : Coût approvisionnement plus élevé, compensé par des coût biogaz et énergie moindres

EUR par MWh	Moyenne	< 120 Nm <sup>3</sup> /h	120 -180 Nm <sup>3</sup> /h	> 180 Nm <sup>3</sup> /h
Approvisionnement	<b>25</b>	18	28	26
Conversion biogaz	<b>34</b>	34	38	25
Conversion énergie	<b>26</b>	33	25	18
Gestion digestat	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
<b>Total</b>	<b>90</b>	89	97	75

Valeurs  
2019-2020

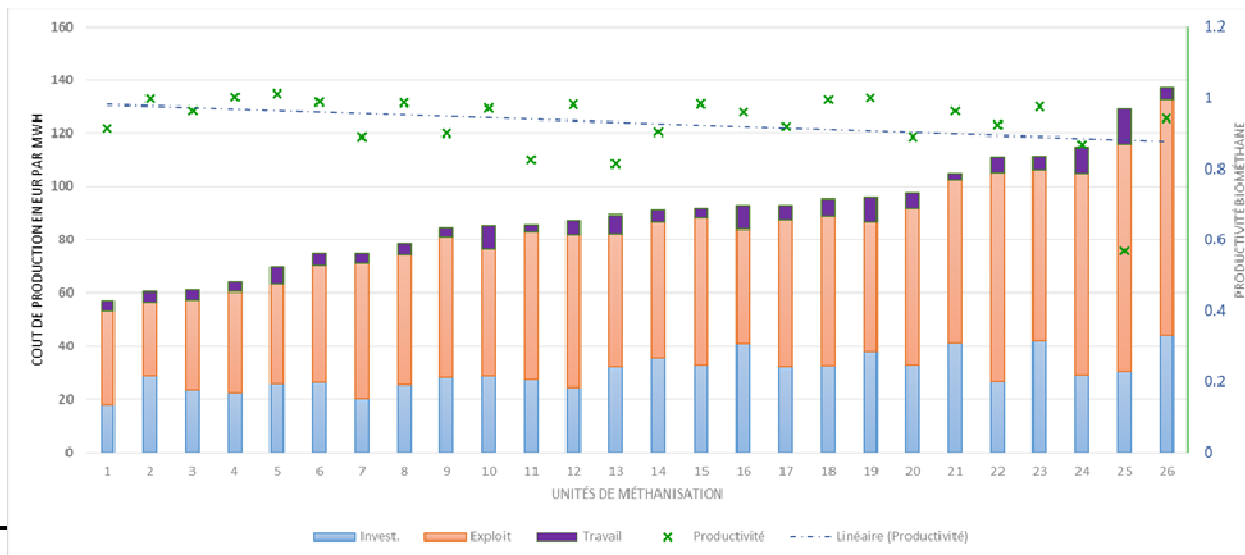
# Coût de production: Injection

5 Postes principaux : 86% des coûts

## Ventilation des charges par postes

- Coût d'exploit. = 60%, Invest = 34%.
- Conv biogaz = 38%, Appro 27%,  
Conv Energ = 28%

EUR par MWhPCS	Total	Investis.	Exploitation	Travail
Approvisionnement	25	2	22	1
Conversion biogaz	34	16	14	4
Conversion énergie	26	11	14	1
Gestion digestat	6	1	4	0
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>30</b>	<b>54</b>	<b>6</b>



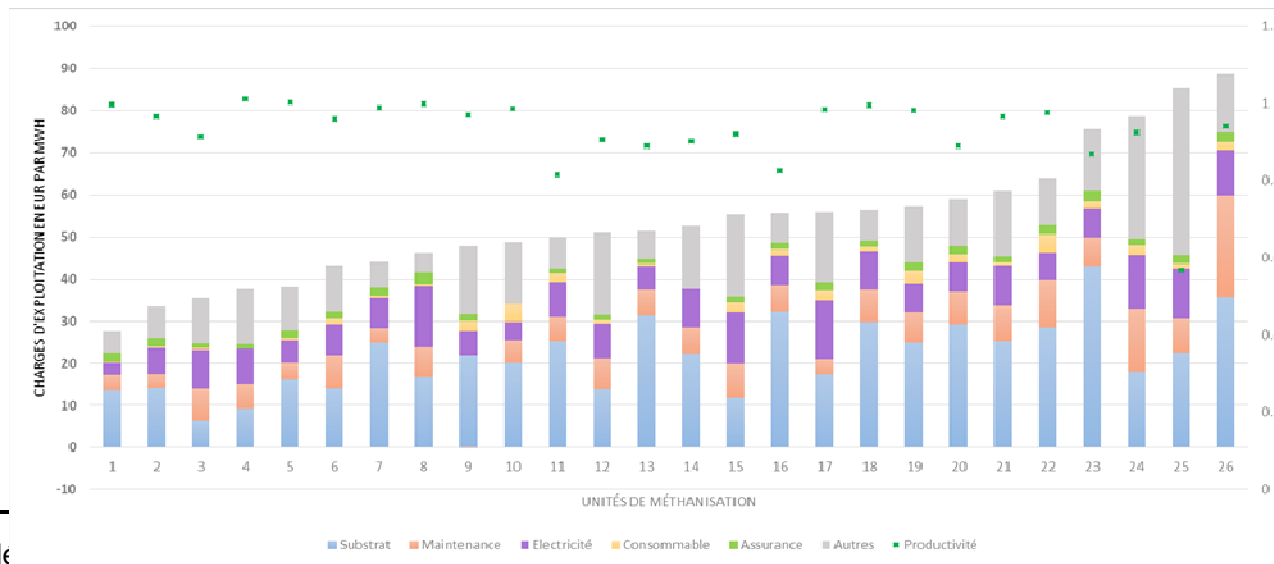
# Coût de production: Injection

Valeurs  
2019-2020

## Zoom sur les charges d'exploitation

- Le coût des substrats est prépondérant, représentant en moyenne 40% du total des charges d'exploitation.
- Maintenance =13%, Electricité 15%

EUR par MWh	Moyenne	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h
Coût des substrats	22	16	25	23
Maintenance et entretien	7	7	8	5
Consommables	1	1	2	2
Assurance	2	2	2	1
Electricité	8	10	9	6
Autres	13	17	13	9
<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>53</b>	<b>58</b>	<b>45</b>



# Coût de production: Injection

## Simulation hausses constatées 2022

- Coût des substrats = **+20%**
- Electricité = **+50%**

Simulation  
2022

+16 %  
des charges  
d'exploitation

Injection EUR par MWh	Simulation 2022			
	Moyenne	< 120 Nm3/h	120 -180 Nm3/h	> 180 Nm3/h
Coût des substrats	26	19	30	28
Maintenance et entretien	7	7	8	5
Consommables	1	1	2	2
Assurance	2	2	2	1
Electricité	13	15	13	8
Autres	13	17	13	9
<b>Total</b>	<b>62</b>	<b>61</b>	<b>67</b>	<b>53</b>
<b>Evolution/ Enq.Prodige</b>	<b>15.9%</b>	<b>15.4%</b>	<b>15.9%</b>	<b>16.4%</b>



# Coût des substrats

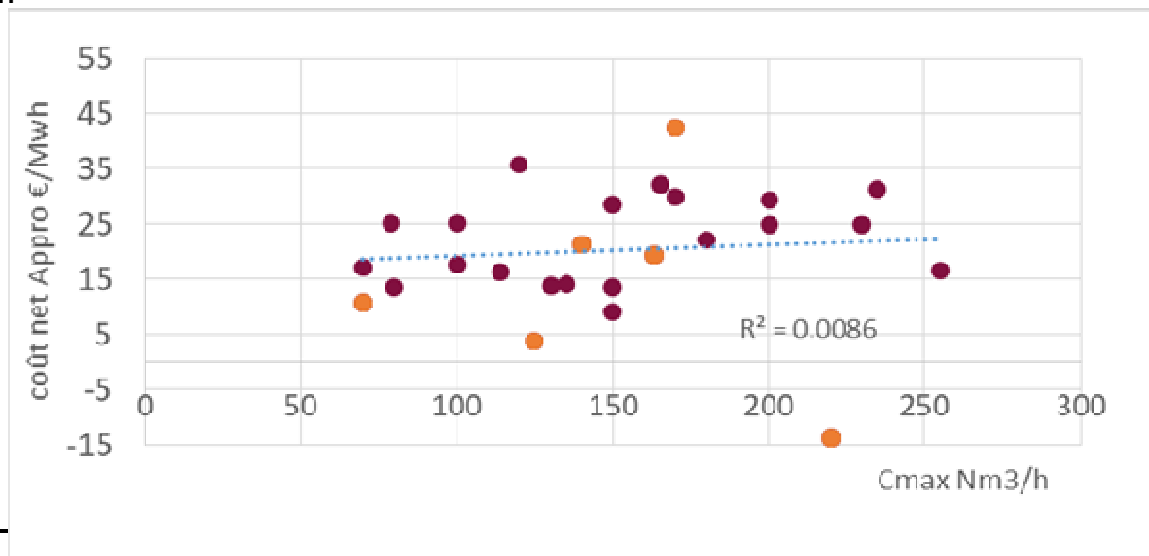
Valeurs  
2019-2020

## 3. Résultats économiques d. Coûts de production

### Injection

- **22 EUR / Mwh PCS en moyenne**
- Plus faible pour les petites unités
- 6 redevances déchets (22%)
- Baisse en moyenne de 12%
- 1 seule unité à coût net négatif

EUR par MWhPCS livré	Moyenne	Mini	décile 2	décile 8	Maxi
Coût des substrats	<b>22</b>	6	14	29	43
Coût net : Substrat -redevances	<b>19</b>	-14	14	29	42
	Moyenne	< 120 Nm <sup>3</sup> /h	120 -180 Nm <sup>3</sup> /h	> 180 Nm <sup>3</sup> /h	
Coût des substrats	<b>22</b>	16	25	23	
Coût net : Substrats - redevances	<b>19</b>	15	20	23	



Orange: Unités avec redevance

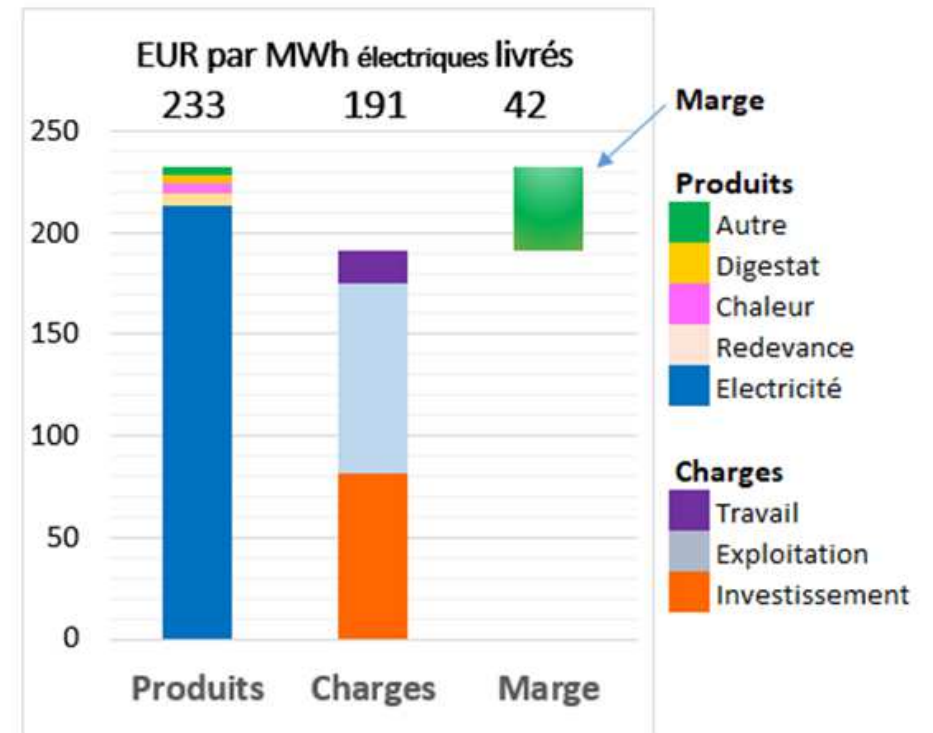
# Marge nette standardisée: Cogénération

Valeurs  
2017-2020

## Marge nette par MWhe

- 42 EUR / MWh vendu
- = 20% de la recette élec
- 48% de la marge = produit connexes

EUR par MWh	Produits	Charges	Marge	Marge / élec
<b>Moyenne</b>	<b>233</b>	<b>191</b>	<b>42</b>	<b>22</b>
< 140 kW	237	217	20	4
140 -300 kW	237	187	50	27
> 300 kW	225	182	43	27



# Marge nette standardisée: Cogénération

Simulation  
2022

## Simulation hausses constatées 2022

- Coût des substrats = **+20%**
- Electricité = **+50%**

Cogénération EUR par MWh	Simulation 2022			
	Produits	Charges	Marge	Evol/enq
<b>Moyenne</b>	<b>233</b>	<b>203</b>	<b>30</b>	<b>-28%</b>
< 140 kW	237	228	9	-55%
140 -300 kW	237	199	38	-25%
> 300 kW	225	194	31	-27%

**-28 %  
de marge**

Rien que la hausse de l'électricité de 50% = -11% de la marge moyenne

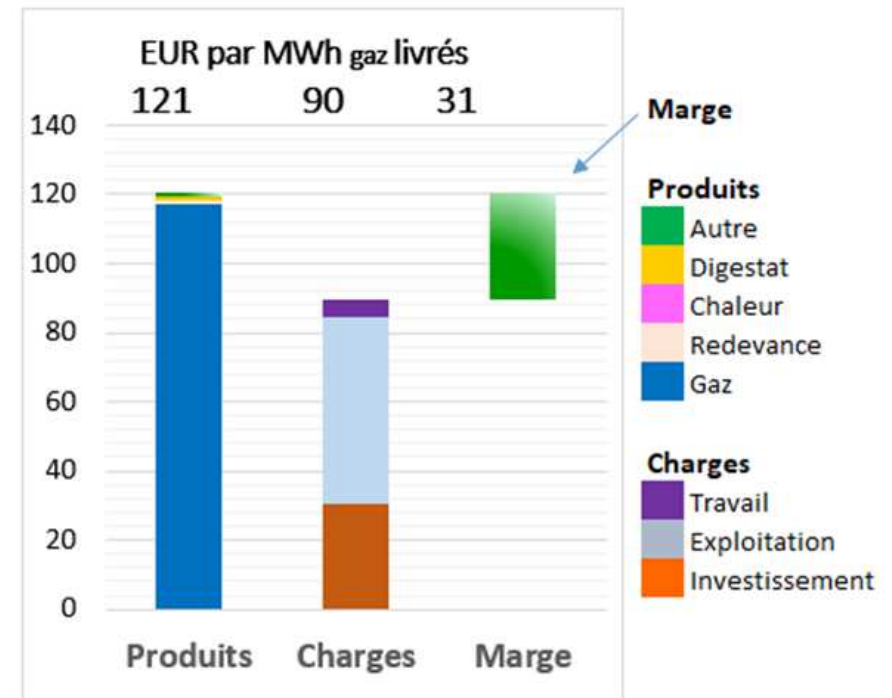
# Marge nette standardisée: Injection

Valeurs  
2019-2020

## Marge nette par MWh PCS vendu

- 31 EUR / MWh vendu
- = 26% de la recette biométhane
- 13% de la marge = produit connexes

EUR par MWh PCS	Produits	Charges	Marge	Marge / gaz
<b>Moyenne</b>	<b>121</b>	<b>90</b>	<b>31</b>	<b>27</b>
< 120 Nm <sup>3</sup> /h	132	89	43	40
120 -199 Nm <sup>3</sup> /h	121	97	24	19
> 200 Nm <sup>3</sup> /h	111	75	35	32



# Marge nette standardisée: Injection

Simulation  
2022

## Simulation hausses constatées 2022

- Coût des substrats = **+20%**
- Electricité = **+50%**

**-27 %  
de marge**

Injection EUR par MWh	Simulation 2022			
	Produits	Charges	Marge	Evol/enq
<b>Moyenne</b>	<b>121</b>	<b>98</b>	<b>23</b>	<b>-27%</b>
< 120 Nm3/h	132	97	34	-19%
120 -180 Nm3/h	121	106	14	-39%
> 180 Nm3/h	111	83	28	-21%

Rien que la hausse de l'électricité de 50% = -13% de la marge moyenne

# Partie économique n°2 : **Test de sensibilité sur la variation du TRI**

## **La photographie économique qui se dégage doit être nuancée :**

- 1/ **VOLONTARIAT** : les unités auditées étaient volontaires : haut du panier 1/3 supérieur ; les unités qui ne fonctionnent pas ou déposent le bilan n'ont pas accepté d'être auditées.
- 2/ **Résultats déjà ANCIENS 2019 - 2020** : dans un contexte de maîtrise des coûts et de tarifs différents d'aujourd'hui.
- 3/ **Premières années d'exploitation** : peu de casse et garanties
- 4/ Avant incidence nouveaux **arrêtés ICPE**
- 5/ **Avant le COVID** : sortie Covid → tensions ++ (inflation et délai sur les approvisionnements en matériaux)
- 6/ **Avant la GUERRE** Russie/Ukraine : Depuis → tensions +++



### **Analyse de sensibilité proposée sur :**

- **Coûts de construction**
- **Niveau de subvention**
- **Tarif d'achat de l'énergie**

# Taux de Rentabilité Interne: méthodo

## Hypothèses proposées

- Prise en compte uniquement des recettes liées à la **vente de l'énergie**.
- Indice de productivité : on applique à toutes les unités l'indice de productivité de production d'énergie moyen de l'échantillon.
- Durée de calcul = 15 ans en injection et 20 ans en cogénération
- Le calcul est fait **avec subvention**.
- Investissement pris en compte = celui de l'enquête plus une phase de réinvestissement estimée de **+ 15% pour remplacer les équipements** arrivés en fin de vie avant la fin du contrat.
- L'EBE **annuel avant impôt** est considéré constant

## Taux de Rentabilité Interne estimé:

Valeurs  
2019-2020

TRI	Moyenne	Répartition des TRI estimés enquête				
		< 5%	5-10%	10-15%	15-20%	>20%
Cogénération	10.0%	16%	33%	33%	18%	0%
Injection	12.8%	16%	16%	20%	28%	20%

Simulation  
2022

### Rappel:

- Installations développées il y a **5-7 ans** (conditions différentes)
- Risque élevé des **toutes premières** installations en injection de biométhane
- Analyse avant crise **COVID**
- Analyse avant crise conflit **UKRAINE**
- Hors nouvelles contraintes **ICPE**

TRI	Moyenne	Répartition des TRI estimés Simulation 2022				
		< 5%	5-10%	10-15%	15-20%	>20%
Cogénération	8.0%	32%	25%	33%	11%	0%
Injection	9.1%	20%	20%	32%	16%	12%

### Rappel Simulation 2022

- Coût des substrats = **+20%**
- Electricité = **+50%**



## TRI → Test de sensibilité : Cogénération

TRI Hypothèse cumulée	Cogénération		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Situation de départ (M0)	10%		16%	33%	33%	18%
Hypothèse 1	7.0%	-30%	37%	33%	26%	4%
Hypothèse 2	5.0%	-50%	49%	33%	16%	2%
Hypothèse 3	3.9%	-61%	56%	33%	11%	0%
Hypothèse 4	2.1%	-79%	67%	30%	4%	0%

Hypothèse 1: Hausse du coût d'investissement 5%, Baisse des subventions de 50%, Baisse tarifaire de 2%

Hypothèse 2: Hausse du coût d'investissement 5%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 5%

Hypothèse 3: Hausse du coût d'investissement 15%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 5%

Hypothèse 4: Hypothèse 3 + hausse des charges (+20% substrats +50% électricité)

*Avec la baisse tarifaire effective de 5 % et en l'absence de subvention*

**Conclusion à relever :**  
**Si hausse de 15 % des coûts de construction, 89 % des  
projets ont alors un TRI < 10 %**

## TRI → Test de sensibilité: Injection

TRI Hypothèse cumulée	Injection		Répartition des TRI			
	Moyenne	Evol / M0	< 5%	5-10%	10-15%	>15%
Situation de départ (M0)	13%		16%	16%	20%	48%
Hypothèse 1	8.0%	-37%	28%	28%	24%	20%
Hypothèse 2	5.0%	-61%	44%	28%	24%	4%
Hypothèse 3	3.7%	-71%	48%	32%	16%	4%
Hypothèse 4	0.2%	-98%	72%	20%	8%	0%

Hypothèse 1: Hausse du coût d'investissement 5%, Baisse des subventions de 50%, Baisse tarifaire de 5%

Hypothèse 2: Hausse du coût d'investissement 5%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 10%

Hypothèse 3: Hausse du coût d'investissement 15%, Sans subvention, Baisse tarifaire de 10%

Hypothèse 4: Hypothèse 3 + hausse des charges (+20% substrats +50% électricité)

*Avec la baisse tarifaire effective de 10 % et en l'absence de subvention*

### **Conclusion à relever :**

**Si hausse de 15 % des coûts de construction, 80 %  
des projets ont alors un TRI < 10 %**

# Conclusions

## Des points de vigilances: des sites de développement ancien et d'exploitation encore récente

- L'enquête a porté sur des installations disposant d'un certain recul en termes de fonctionnement et d'exploitation. Ces unités ont été réfléchies, développées et construites 4 à 7 ans avant la réalisation de ce travail, **en bénéficiant de conditions tarifaires, de subventions ou de contraintes réglementaires différentes des projets en cours en 2022.**
- Les **unités enquêtées sont volontaires** et il est possible que celles qui obtiennent de moins bons résultats soient moins enclines à accepter l'exercice. Cela pourrait minimiser dans l'échantillon certains problèmes.
- L'échantillon enquêté est très représentatif mais, comme on l'a souvent souligné, **il comprend essentiellement des sites jeunes**, surtout en injection, pour lesquels les difficultés liées à la maintenance et à l'entretien restent limitées. Certains résultats pourraient varier sensiblement avec le temps.

# Des perspectives intéressantes

- **Des résultats techniques et des exploitants satisfaits de leurs performances**
- **Le programme Prodiges a permis de définir une méthode d'analyse et de traitement des données** efficace pour gérer à la fois la complexité et la diversité des situations. De même, la standardisation appliquée sur certains aspects économiques, nous apparaît **pertinente pour pouvoir disposer d'indicateurs de performances technico-économiques, faire des comparaisons et établir des références.**
- La méthode Prodiges a permis d'amorcer un outil de diagnostic technico-économique au service des méthaniseurs agricoles. **Les résultats de chaque installation peuvent être comparés aux références nationales et mettre ainsi en évidence les leviers d'optimisation techniques et économiques.**
- Il est important de faire en sorte d'enrichir encore la base de données, par des diagnostics sur de nouveaux sites mais aussi par en refaisant des diagnostics sur un même site pour des années de fonctionnement différentes.



**RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



Fin 2eme partie:  
Synthèse des performances économiques

**Merci de votre attention**

Contact : [herve.gorius@bretagne.chambagri.fr](mailto:herve.gorius@bretagne.chambagri.fr)

Avec la collaboration de l'AAMF

