



**NovaWatt**

**Une deuxième vie sur le marché pour les cogénérations à gaz  
après la fin des contrats d'OA EDF**

**Formation « Cogénération »  
EFE, Paris, 29 Septembre 2010**

**Franck Rabut – Président  
+ 33 6 12 56 98 31 ; + 33 1 73 29 47 87 ; fr@novawatt.com  
Tour Pacific, 11 Cours Valmy, 92 977 Paris La Défense Cedex, France**

# L'essentiel à retenir



- Les contrats d'obligation d'achat EDF qui ont permis le développement de > 850 cogénérations à gaz (5000 MW) à la fin des années 90 arrivent désormais à échéance
- Les exploitants et clients de ces cogénérations doivent décider de leur avenir dans le cadre d'un nouveau contexte énergétique, environnemental, réglementaire et financier
- Renouveler les contrats d'OA (CO1 R) est possible (P<12 MW), mais impose des investissements lourds ; les gains sont significatifs mais dépendent des prix du pétrole et des décisions de l'Etat
  - La rigidité de fonctionnement imposée est peu compatible avec le développement en parallèle de moyens ENR (réseaux de chaleur) ou les rythmes industriels (besoins annuels, mais 5 jours / 7)
- Continuer l'exploitation de tout ou partie de la cogénération sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité permet de :
  - Sécuriser les économies d'exploitation indépendamment des fluctuations des prix de marché des énergies
  - Respecter les engagements environnementaux et maximiser les réductions des émissions de CO2
  - Préserver les flexibilités opérationnelles et contractuelles nécessaires
- La valeur économique d'une cogénération exploitée sur le marché dépend :
  - Du Coût Marginal de Production « Equivalent » (= coût marginal total, moins coût évité sous chaudière, moins éventuelles économies réseau élec)
  - Des flexibilités réelles de fonctionnement (contraintes exploitations et/ou thermiques)
  - Des conditions d'achat du gaz (marché ou tarif, foisonnement des souscriptions)
- NovaWatt propose différents montages pour répondre aux besoins des exploitants et consommateurs de chaleur
  - Location, avec ou sans option d'achat, de la centrale (↔ contrat d'achat d'électricité dispatchable)
  - Achat, immédiat ou à terme, de la centrale + exploitation sur site avec fourniture de chaleur à prix réduit

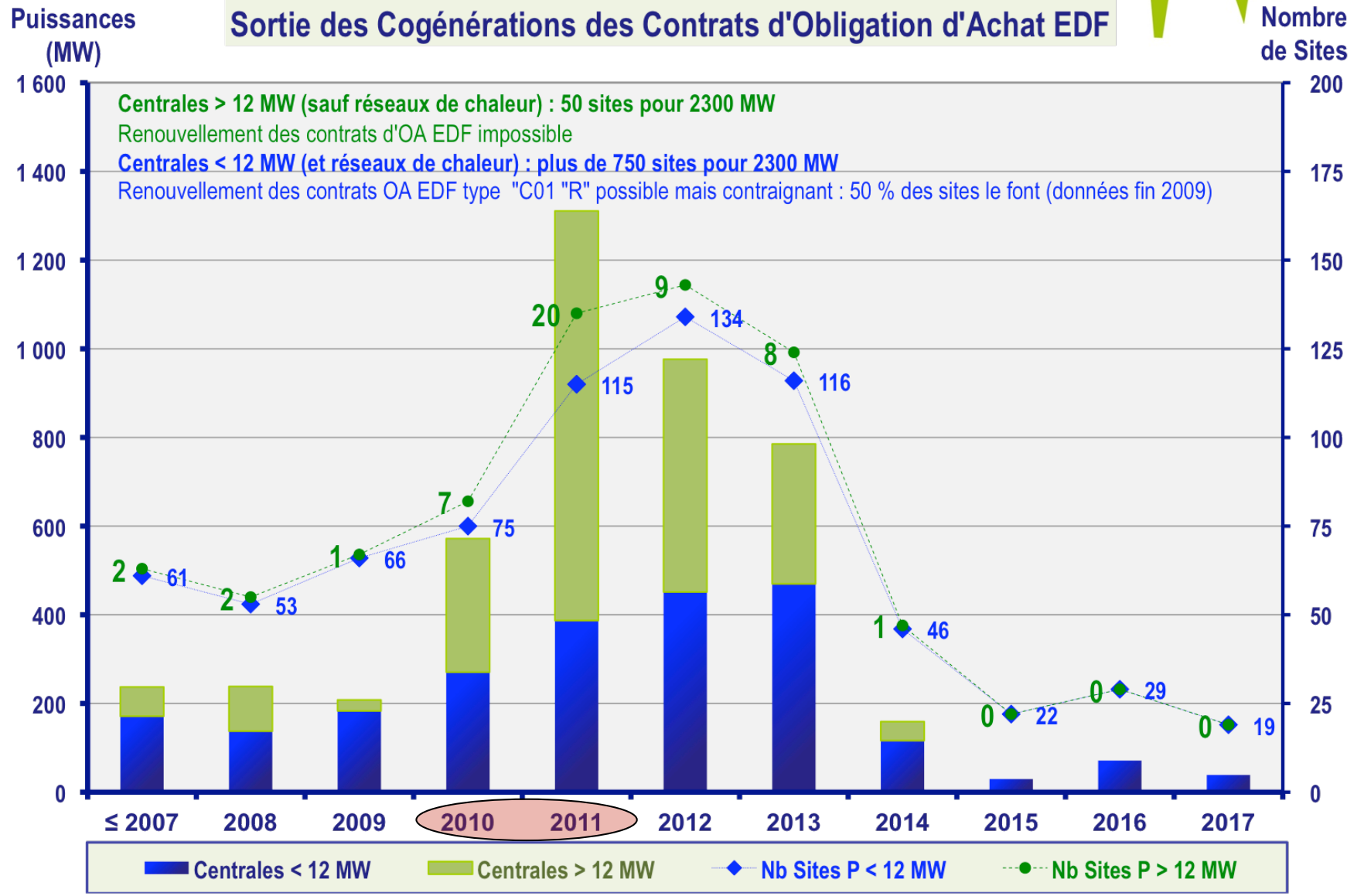
# Ordre du Jour

---



- **La fin des contrats 97-01**
  - Enjeux de la fin des contrats d'OA pour les différents acteurs de la cogénération
  - Avantages et Inconvénients du Contrat d'Obligation d'Achat EDF
- **Les marchés de gros de l'électricité et du gaz**
  - Structure, fonctionnement et acteurs des marchés de gros de l'électricité et du gaz
  - Exemples de produits et prix de marché en France (gaz et électricité)
  - Ordre de mérite de la production d'électricité et « empilage » des centrales pour satisfaire la consommation
- **NovaWatt : l'expertise des marchés au service de la production décentralisée**
  - Produire l'électricité au bon moment et la vendre au meilleur prix sur les différents marchés (spot, terme, MA RTE)
  - NovaWatt : acteur des marchés gaz et électricité gérant un parc de production de 7 centrales et 33 MW
  - Des offres commerciales adaptées aux besoins des cogénérateurs
- **Analyse du fonctionnement d'une cogénération à gaz sur le marché**
  - Détermination du Coût Marginal de Production « Equivalent »
  - Importance des autres paramètres d'exploitation
  - Illustrations de fonctionnements (cogénérations industrielles et climatiques)
- **Analyse d'un cas « type » sur réseau de chaleur avec chaufferie Gaz + ENR**

# Dates de sortie des cogénérations existantes des contrats d'Obligation d'Achat EDF



# Enjeux de la fin du « 97-01 » pour les différents acteurs de la cogénération

---



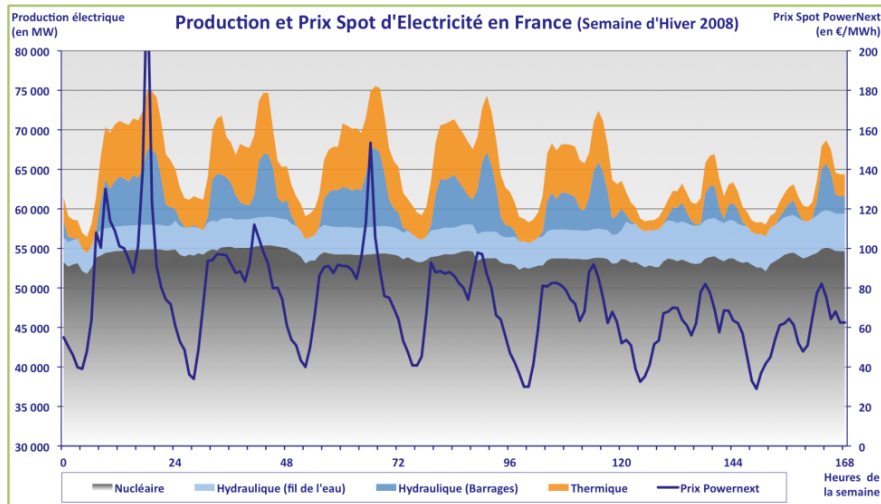
- **Consommateurs de chaleur**
  - Maintenir compétitivité coûts de chaleur
  - Favoriser l'environnement et réduire les émissions de CO2
  - Minimiser (re-)investissements
- **EDF**
  - Maintenir la capacité de production sous contrôle (exclusif)
  - Sans coûts significatifs pour lui, sauf si plafonnement CSPE
- **GDF Suez**
  - Maintenir ventes gaz
  - Développer capacités électriques
- **Exploitants**
  - Maintenir profitabilité des contrats d'exploitation
  - Maintenir et/ou gagner des parts de marché
- **Fournisseurs**
  - Maintenir contrats de maintenance ; favoriser les rénovations
- **Autres acteurs du marché**
  - Acquérir des capacités de production dans marché dominé par EDF
  - Mais quelle rentabilité ? (petites installations)
- **Gestionnaires de réseaux gaz et électricité**
  - Maintenir capacités donc flux donc revenus
  - Contribuer à équilibre système électrique (RTE)

# Que peut faire le cogénérateur à l'issue du 97-01 ?



- **Signer un 2<sup>ème</sup> contrat d'OA avec EDF (seulement si P < 12 MW)**
  - **Conditions initiales attractives et projets « bancables », mais :**
    - Réinvestissement obligatoire > 400 k€/MW
    - Pérennité site / besoins thermiques / contrats : 12 ans
    - Incertitudes sur maintien du « déplaçonnement » du prix du gaz quand Brent > 50 \$/bbl ?
  - **Concurrence ENR : TVA réduite à 5,5% pour réseaux de chaleur si production EnR > 50% des besoins**
  
- **Continuer l'exploitation de la Cogénération sur le marché**
  - Racheter la centrale à l'exploitant initial ou non ? Ou prolonger le contrat de gestion ?
  - Exploiter soi-même ou faire exploiter la centrale ?
  - Comment et à qui vendre l'Electricité ? Et acheter le Gaz ? Et les quotas CO<sub>2</sub> ?
  - Quelles garanties sur la rentabilité ?
  - Qui finance et porte les risques opérationnels et de marché ?
  
- **Démanteler l'installation et la revendre (export)**
  - Si contraintes ci-dessus insurmontables ?
  - Pour générer (un peu de) cash immédiatement ?

# Réduction des émissions CO<sub>2</sub> par une cogénération à gaz gérée sur les marchés



- ⇒ Forte consommation d'électricité
- ⇒ Appel des centrales thermiques
- ⇒ Emissions de CO<sub>2</sub> marginales élevées
- ⇒ Prix du marché spot élevés
- ⇒ Fonctionnement de la Cogénération !

<b>La Cogénération à gaz émet :</b>	<b>Mais la Cogénération évite :</b>
$(1/35\%) \times 0,205 = \mathbf{0,59 \text{ tCO}_2 / \text{MWh électrique}}$	$(1/38\%) \times (2,32/7) = \mathbf{0,87 \text{ tCO}_2 / \text{MWh électrique (charbon)}}$
	$(1/90\%) \times 0,205 = \mathbf{0,23 \text{ tCO}_2 / \text{MWh thermique (gaz)}}$
<b>Impact global CO<sub>2</sub> du fonctionnement d'une Cogénération (de Re = 35% et Rth = 45%) :</b> $+1 \times 0,59 - [1 \times 0,87 \text{ (électricité)} + (45\%/35\%) \times 0,23 \text{ (chaleur)}] = \mathbf{-0,57 \text{ tCO}_2 / \text{MWh électrique produit}}$	

**➔ La Cogénération évite l'émission de 0,5 tCO<sub>2</sub>/heure de fonctionnement !**

# Le contrat cogénération d'obligation d'achat EDF



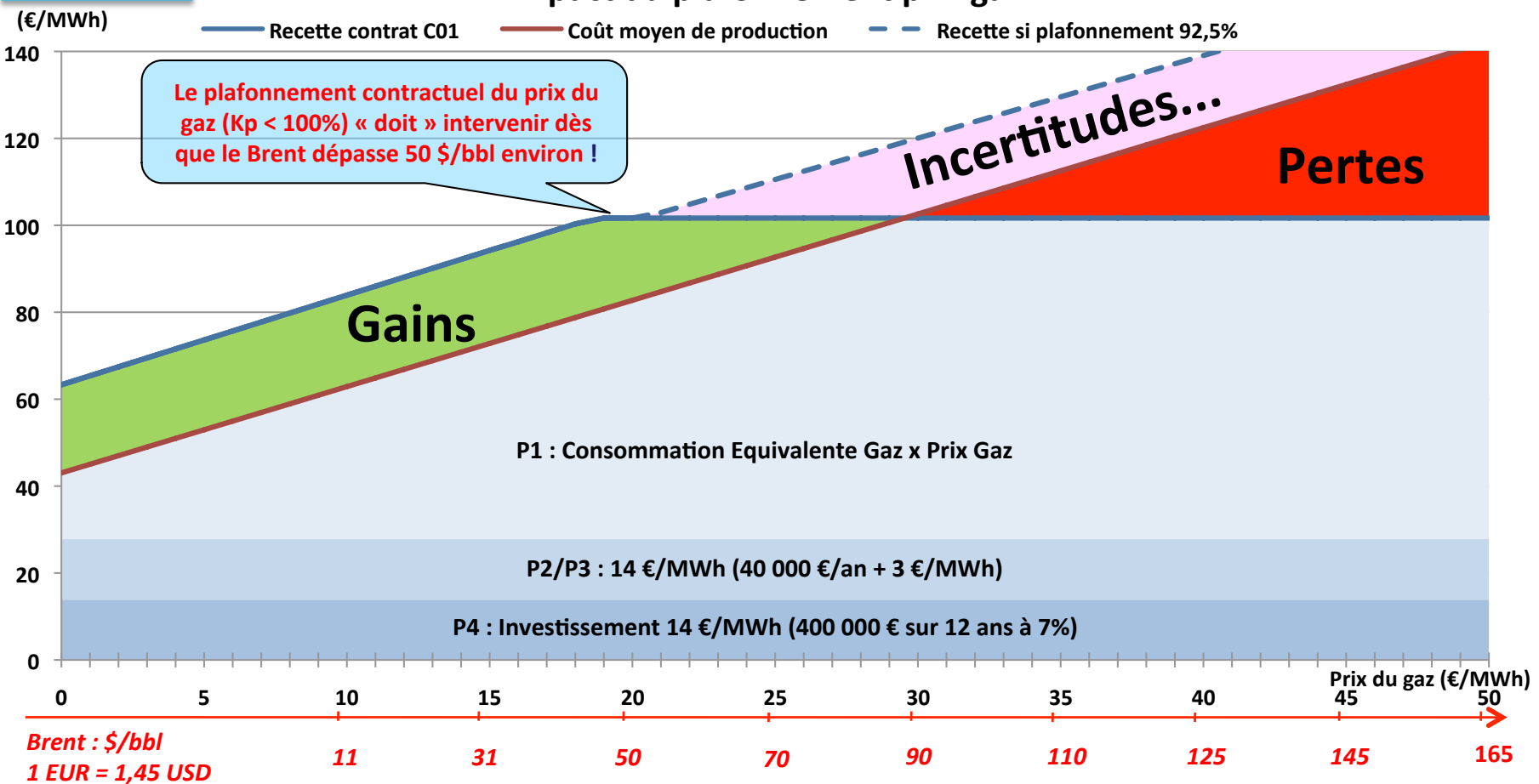
- **Durée 12 ans**
  - Suffisante pour assurer profitabilité et « bancabilité » des projets
- **Une rémunération attractive (prix vente électricité contrat >> prix électricité marché)**
  - Prime fixe : fonction puissance et disponibilité garanties en base l'hiver : 130 à 160 k€/MW/an
  - Prime proportionnelle à l'énergie électrique fournie : proportionnelle au prix du Tarif régulé du gaz
- **Rentabilité impactée par le prix du gaz (donc du Brent !)**
  - Prix Gaz Tarif STS (Hiver, 2e Tranche, hors TICGN, €/MWhPCS)  $\approx 0,3772 \times \text{Brent} (\text{€/bbl}) + 7,0317$
  - Plafonnement contractuel de la rémunération sur base de Brent  $\approx 50 \text{ \$/bbl}$  environ
  - Mais « déplafonnement » obtenu par lobbying cogénérateurs auprès pouvoirs publics
- **Surcoûts EDF payés par tous les consommateurs : 300 à 600 M€/an !**
  - Soit 25% environ du montant total de la CSPE ! (4,5 €/MWh électrique consommé par les français)
- **Contraintes**
  - Rendements énergétiques désormais exigeants
  - Fonctionnement 24h/24, 7j/7, 5m/12, peu compatible avec rythmes industriels / tertiaires
  - Impact des indisponibilités : moins 80 €/MWh manquant. Perte possible de toute la prime fixe
  - Réinvestissement élevé obligatoire

# Coûts et recettes contrat OA cogénération « C01 »

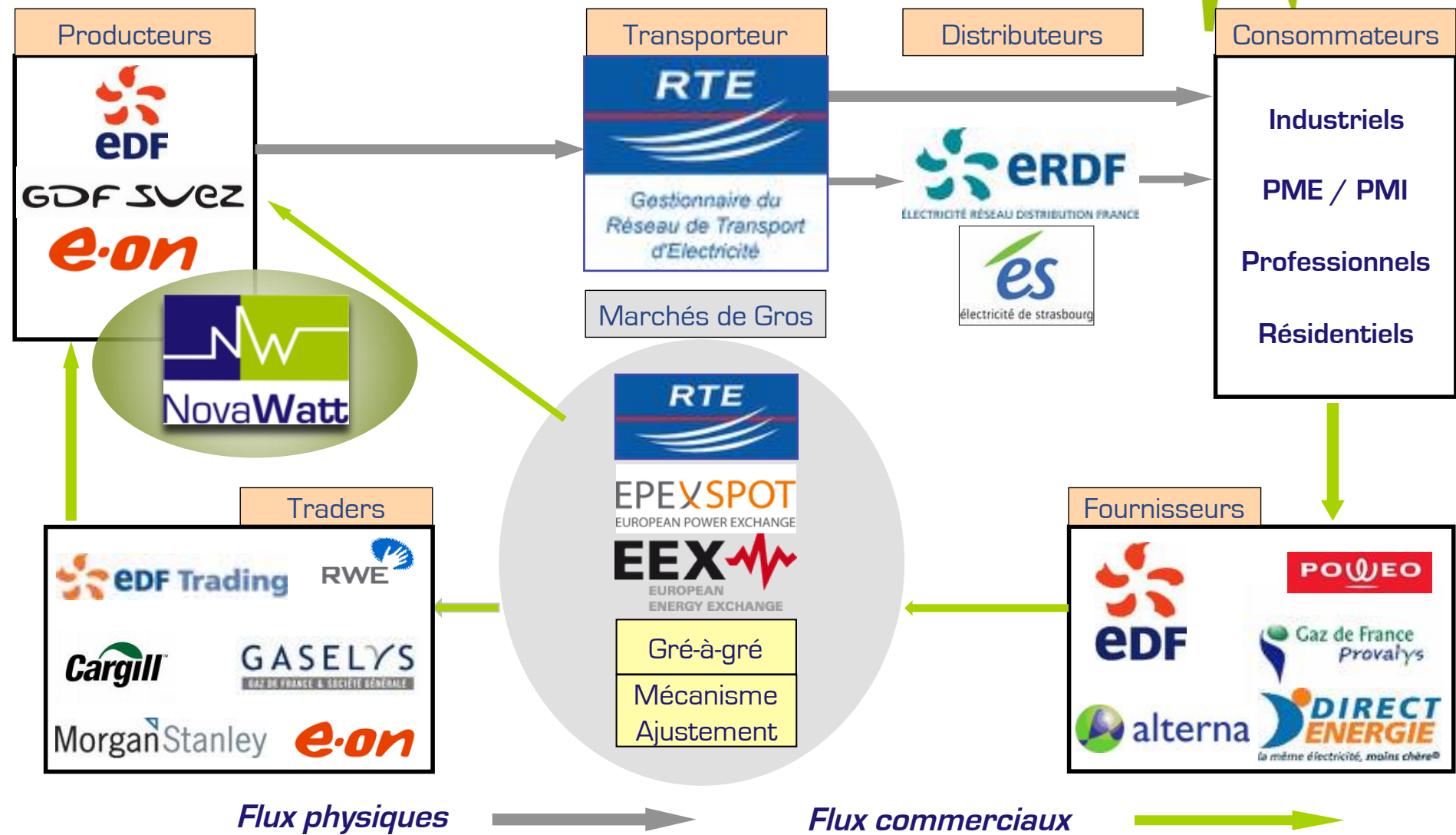


Ep = 5 %  
REE = 58 %

## Coût moyen de production et recettes du contrat C01 Impact du plafonnement prix gaz



# Structure et acteurs des marchés de l'électricité

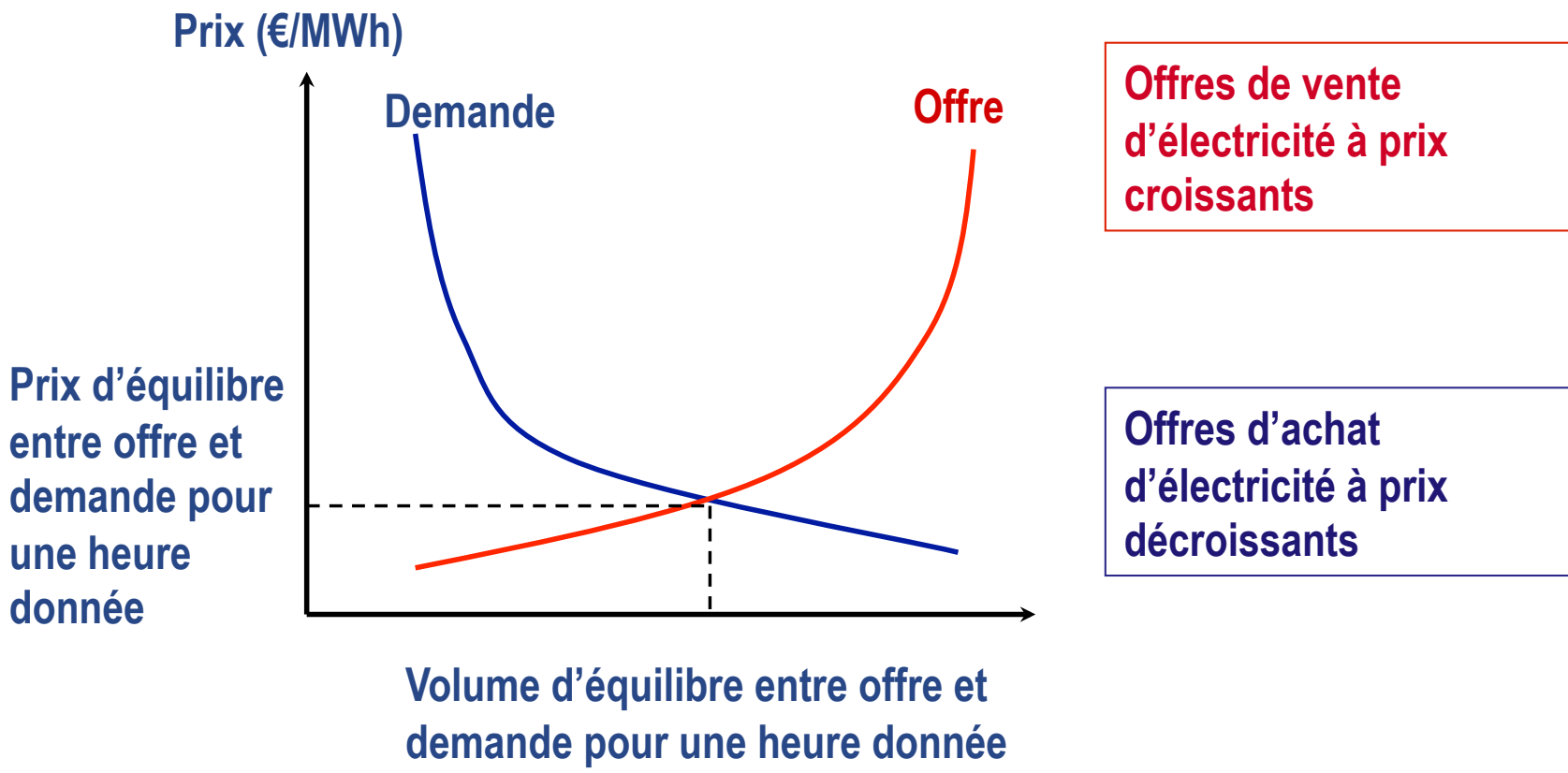


# Extrait de la liste des 80 membres de la bourse EPEX Spot sur le segment « France »



- A2A Trading srl
- Alpiq SA
- Barclays Bank Plc
- BNP Paribas London Branch
- BP Gas Marketing Limited
- Cargill International S.A.
- CEZ, a.s.
- CitiGroup Global Markets Limited
- Compagnie Nationale du Rhône
- Delta Energy BV
- Deutsche Bank AG
- Direct Energie SA
- E.ON Energy Trading SE
- EDF Trading Limited
- Electrabel NV/SA
- Endesa Trading SAU
- Enel Trade S.p.A
- Eni S.p.A
- Gas Natural SDG S.A.
- Gaselys
- Gazprom Marketing & Trading Ltd.
- GDF Suez
- Iberdrola Generacion SAU
- J. Aron & Company (Goldman Sachs)
- JP Morgan Securities Limited
- Kalibra XE France
- La SNET
- Louis Dreyfus Energy Services LP
- Merrill Lynch Commodities (Europe) Limited
- Morgan Stanley Capital Group Inc.
- **NovaWatt**
- Poweo
- RTE (Grid Losses)
- RWE Supply & Trading GmbH
- Shell Energy Europe Limited
- Statkraft Markets GmbH
- The Royal Bank of Scotland Plc
- Total Gas & Power Ltd.

# Formation des prix de l'électricité : exemple du fixing EPEX Spot, à 11 h de J - 1 pour chaque heure de J



# Exemple d'écran de trader (EPEX Spot)



## EPEX SPOT

EUROPEAN POWER EXCHANGE

UDB

	Qty	BID	ASK	Qty

## EPEX SPOT

EUROPEAN POWER EXCHANGE

Hourly

	Qty	BID	ASK	Qty	Last	Total Qty
D H21 05/11/2009					44.00	241
	25	28,00	55,00	25	35.00	235
D H22 05/11/2009						
	25	40,00	43,00	15	38.25	98
	50	38,25	47,00	25		
D H24 05/11/2009					34.00	101
	25	33,00	47,00	25		
			50,00	25		
D H10 06/11/2009						
D H11 06/11/2009						
D H12 06/11/2009						
D H13 06/11/2009						
D H14 06/11/2009						
D H15 06/11/2009						
D H16 06/11/2009						
D H17 06/11/2009						
D H18 06/11/2009						
D H19 06/11/2009						
D H20 06/11/2009						

### EPEX Spot Market Operations

Week days 7:30-18:00	+33 1 73 03 96 10
Week ends 8:30-13:00	
Week days 18:00-23:00	+33 1 73 03 77 00
Week ends 7:30-8:30 / 13:00-23:00	

## EPEX SPOT

EUROPEAN POWER EXCHANGE

UDB

	Qty	BID	ASK	Qty
H03 06/11/2009 - H06 06/11/2009			45,25	175

## EPEX SPOT

EUROPEAN POWER EXCHANGE

Hourly

	Qty	BID	ASK	Qty	Last	Total Qty
D+1 H01 06/11/2009	25	23,00	35,00	1	30,00	24
	12	24,00	44,10	25		
D+1 H02 06/11/2009						
	50	20,00	46,00	25		
	25	19,60	47,00	25		
D+1 H03 06/11/2009						
	12	20,00	40,70	25		
	50	18,75				
	25	10,00				
D+1 H04 06/11/2009						
	12	18,00	31,50	25		
	25	17,00				
	25	10,00				
D+1 H05 06/11/2009						
	5	18,00	35,40	25		
D+1 H06 06/11/2009					30,00	2
	25	21,40	26,00	2		
D+1 H07 06/11/2009						
	5	39,00	61,80	25		
D+1 H08 06/11/2009					74,00	50
	50	72,00	81,50	50		
D+1 H09 06/11/2009						
	21	73,00	83,00	50		
D+1 H10 06/11/2009						
	21	78,00	86,00	50		
D+1 H11 06/11/2009						
	21	69,00	86,00	50		
D+1 H12 06/11/2009						
	21	64,00	85,50	25		
D+1 H13 06/11/2009						
	25	44,10	81,80	25		
D+1 H14 06/11/2009						
	25	35,90	74,50	25		
D+1 H15 06/11/2009						
	25	32,00	65,30	25		
D+1 H16 06/11/2009						
	25	31,30	56,00	25		
D+1 H17 06/11/2009						
	15	40,00	58,30	25		
	25	32,20				
D+1 H18 06/11/2009						
	15	53,00	80,10	25		
	25	48,90				
D+1 H19 06/11/2009						
	21	65,00	91,10	25		
	25	56,10				
D+1 H20 06/11/2009						
	25	36,10	70,00	25		
			79,60	25		
D+1 H21 06/11/2009						
	25	49,10	64,00	25		
D+1 H22 06/11/2009						
	25	34,00	54,00	25		
D+1 H23 06/11/2009						
	7	48,00	55,00	25		
D+1 H24 06/11/2009						
	21	38,00	51,30	25		

### Day Ahead Auction

Trading	05/11/2009
Volume	164803
Base	49,483
Peak	60,231
OP1	32,931
OP2	50,345

H01	31,888
H02	26,610
H03	22,490
H04	20,045
H05	20,006
H06	28,696
H07	41,350
H08	72,360
H09	75,177
H10	79,137
H11	71,873
H12	66,253
H13	58,000
H14	51,000
H15	46,056
H16	42,500
H17	42,487
H18	55,896
H19	67,000
H20	67,393
H21	59,592
H22	50,876
H23	50,689
H24	40,221

# Prix de l'Electricité sur EPEX Spot, Day Ahead au 27/09/10



France Journée base	ma, 09/21	me, 09/22	je, 09/23	ve, 09/24	sa, 09/25	di, 09/26	lu, 09/27
Prix (€/MWh)	48,485	50,822	50,277	49,131	44,667	43,149	53,507
Volumes (MWh)	140 137,0	141 788,0	133 995,0	142 454,0	133 445,0	121 968,0	143 570,0
<b>France Journée peak</b>							
Prix (€/MWh)	55,038	57,484	57,642	55,858	47,912	44,835	60,442
Volumes (MWh)	73 254,0	72 531,0	71 791,0	78 165,0	65 913,0	59 288,0	78 098,0

## PRIXBLOC

	ma, 09/21	me, 09/22	je, 09/23	ve, 09/24	sa, 09/25	di, 09/26	lu, 09/27
Middle-Night (01-04)	32,745	36,215	37,089	36,505	38,286	38,136	38,174
Early Morning (05-08)	41,353	42,521	43,533	40,419	35,712	31,868	45,519
Late Morning (09-12)	57,024	59,353	59,595	59,783	50,241	44,831	63,561
Early Afternoon (13-16)	55,150	56,438	56,084	55,775	46,057	44,028	60,862
Rush Hour (17-20)	52,941	56,659	57,248	52,015	47,439	45,645	56,903
Off-Peak 2 (21-24)	51,698	53,744	48,115	50,292	50,267	54,387	56,023
Baseload (01-24)	48,485	50,822	50,277	49,131	44,667	43,149	53,507
Peakload (09-20)	55,038	57,484	57,642	55,858	47,912	44,835	60,442

# Prix de l'Electricité sur EPD Power Futures France au 24/09/10



EPD Power Futures FR		
Trading date: 2010-09-24	Settlement Price €/MWh	Price Variation €/MWh
Base 2010 Sep	49.50	0.00 →
Base 2010 Oct	53.96	3.01 ↗
Base 2010 Nov	58.35	1.75 ↗
Base 2010 Dec	58.74	1.56 ↗
Base 2010 Q4	57.00	2.11 ↗
Base 2011 Jan	0.01	0.00 →
Base 2011 Feb	0.01	0.00 →
Base 2011 Mar	0.01	0.00 →
Base 2011 Q1	57.37	0.70 ↗
Base 2011 Q2	44.28	0.40 ↗
Base 2011 Q3	46.30	0.58 ↗
Base 2011 Q4	58.50	0.84 ↗
Base 2011	51.60	0.63 ↗
Base 2012 Q1	0.01	0.00 →
Base 2012 Q2	0.01	0.00 →
Base 2012	52.95	0.37 ↗
Base 2013	54.63	0.13 ↗
Peak 2010 Sep	60.00	0.00 →
Peak 2010 Oct	63.97	0.22 ↗
Peak 2010 Nov	71.59	1.64 ↗
Peak 2010 Dec	71.12	1.25 ↗
Peak 2010 Q4	69.00	1.05 ↗
Peak 2011 Jan	0.01	0.00 →
Peak 2011 Feb	0.01	0.00 →
Peak 2011 Mar	0.01	0.00 →
Peak 2011 Q1	72.18	-1.82 ↘
Peak 2011 Q2	56.00	0.90 ↗
Peak 2011 Q3	60.00	2.49 ↗
Peak 2011 Q4	76.00	0.35 ↗
Peak 2011	66.00	0.50 ↗
Peak 2012 Q1	0.01	0.00 →
Peak 2012 Q2	0.01	0.00 →
Peak 2012	68.34	0.84 ↗
Peak 2013	70.50	-0.25 ↘

# Prix du gaz sur le marché (au 24/09/10)



## ■ Prix marginal du gaz livré sur site

- = Prix du marché PEG (Nord ou Sud suivant le cas) si GRTgaz
- + 0,67 €/MWhPCS si GRDF

## ■ Coûts transport et distribution

- = Coûts fixes en fonction du débit journalier souscrit
- Et du NTR du site.
- En MWhPCS/j

## ■ Ecart consommations réalisées / nominées (facturés par GRTgaz)

- Prix Spot PEG pour « petits » écarts
- Prix Spot PEG +/- 30% pour écarts importants

### Powernext Gas Spot EOD

Trading date: 2010-09-24			
	EOD Price €/MWh	Price Variation €/MWh	Total Volume MWh
PEG Nord DA 2010-09-27	19.24	0.52 ↑	46 400
PEG Nord WE 2010-09-25/26	19.22		38 100
PEG Sud DA 2010-09-27	19.10	0.40 ↑	1 100
PEG Sud WE 2010-09-25/26	19.00		11 000

### Powernext Gas Futures

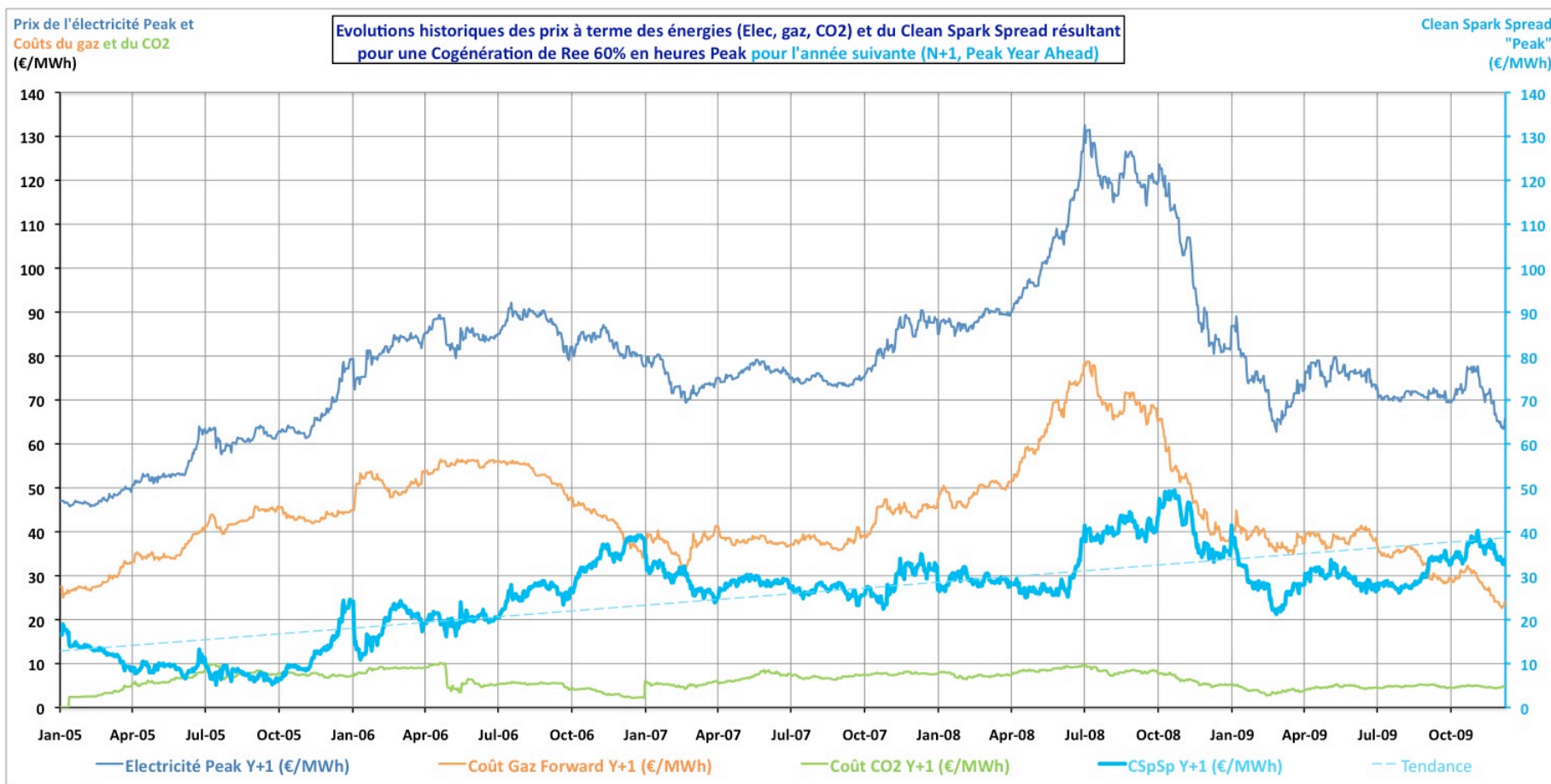
Trading date: 2010-09-24		
	Settlement Price €/MWh	Price Variation €/MWh
PEG Nord Month October 2010	18.99	0.42 ↑
PEG Nord Month November 2010	19.55	0.12 ↑
PEG Nord Month December 2010	19.79	0.11 ↑
PEG Nord Quarter Q4 2010	19.44	0.22 ↑
PEG Nord Quarter Q1 2011	20.26	0.38 ↑
PEG Nord Season Winter 2010	19.84	0.29 ↑
PEG Nord Season Summer 2011	19.93	0.23 ↑
PEG Nord Season WINTER 2011	23.00	0.35 ↑

# Evolutions prix de marchés « Year Ahead »



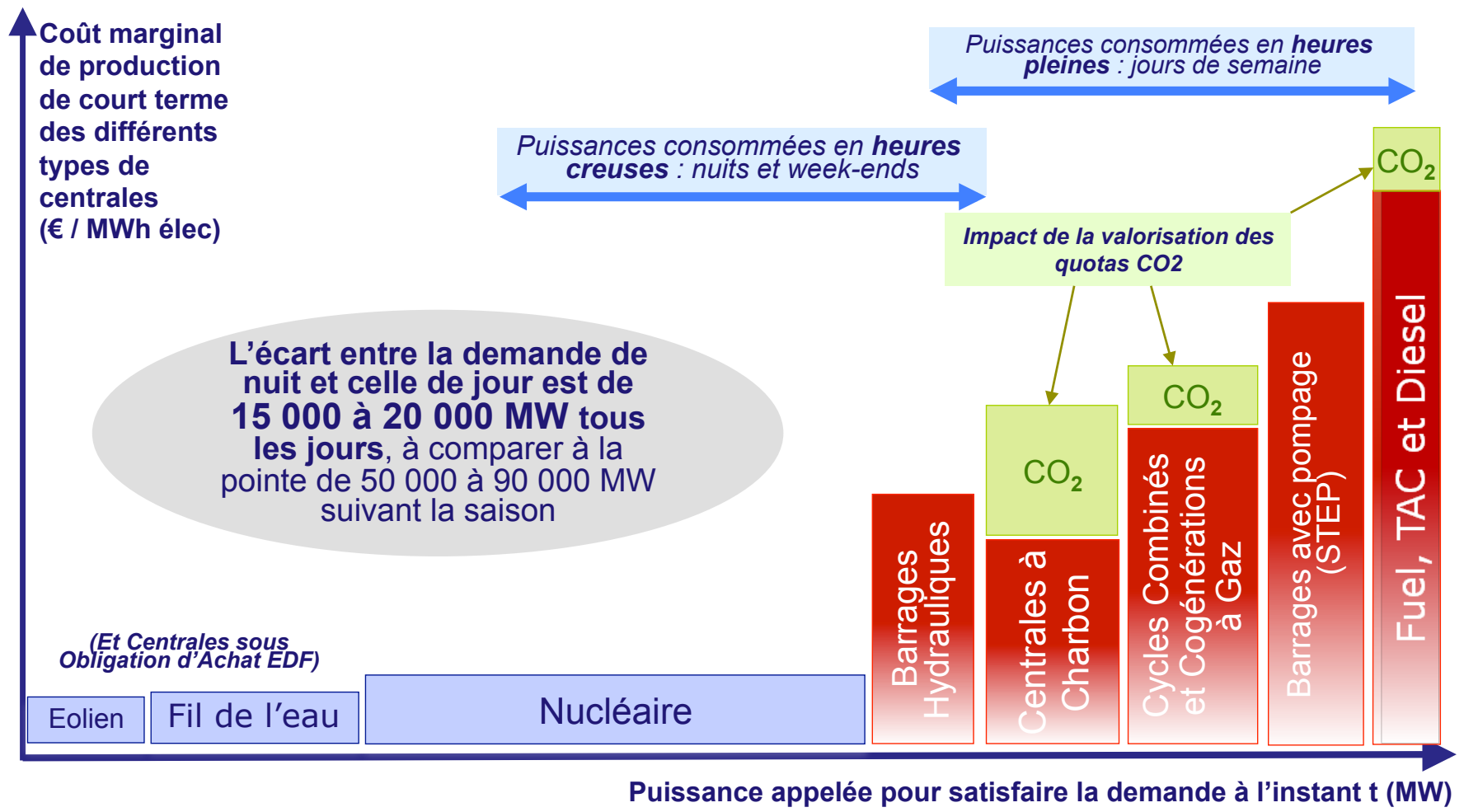
## ■ Prix de l'électricité, du gaz et du CO2 et du « Clean Spark Spread Peak Year Ahead »

- **CSpSp Peak Y+1 = Marge Brute d'Exploitation sécurisable à l'avance sur les heures Peak (L à V, 8 à 20h) de l'année suivante en vendant, le même jour l'électricité et en achetant le gaz et le CO2**



# Ordre de mérite de la production d'électricité pour satisfaire la demande nationale

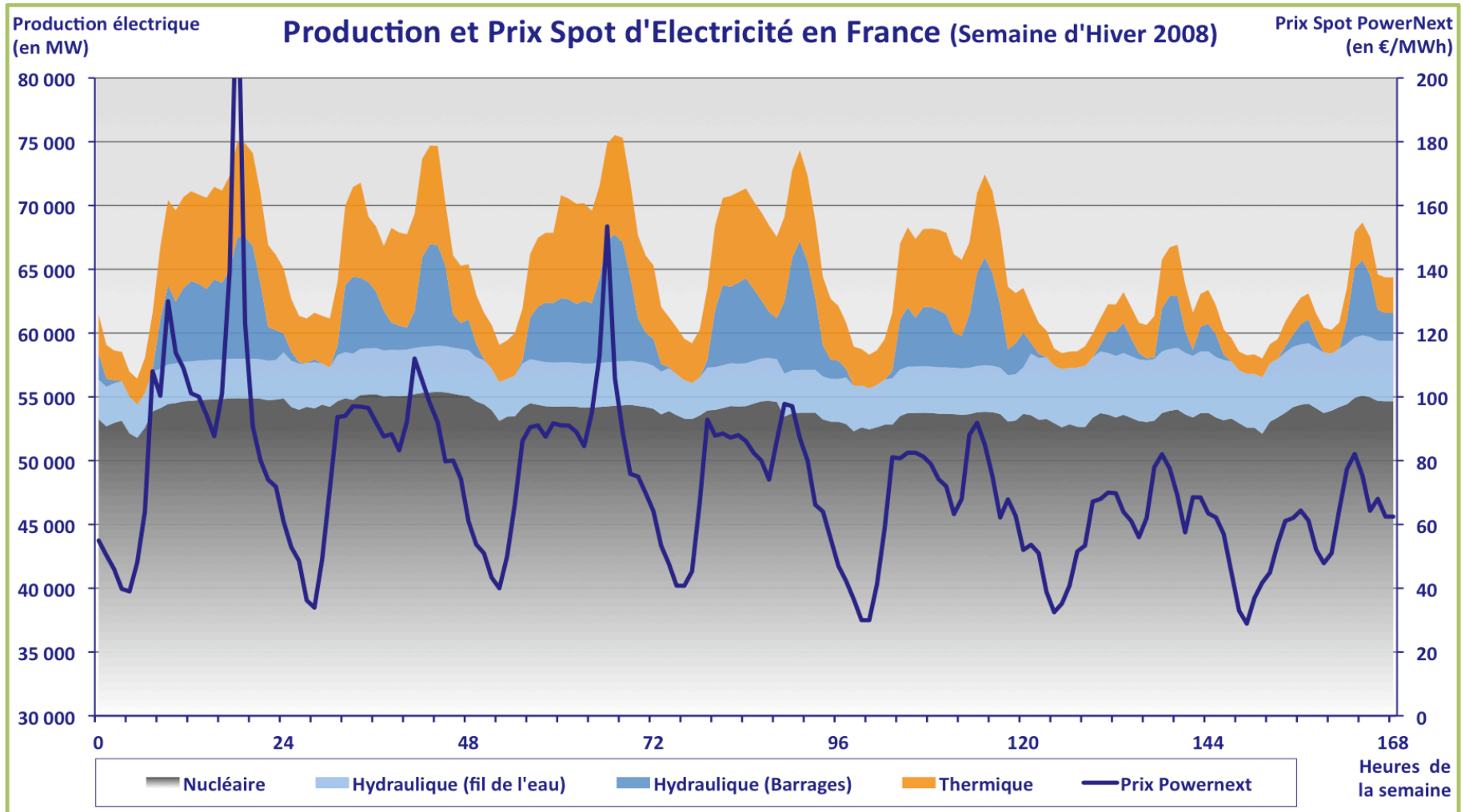
Prix « Spot » à l'instant  $t \geq$  coût marginal de production de court terme de la dernière centrale appelée pour satisfaire la consommation à cet instant



# Production et prix d'électricité Spot (semaine d'hiver)



Consommation élevée ⇔ Centrales thermiques appelées  
⇔ Prix spot élevés ⇔ Emissions CO2 élevées



# NovaWatt : L'expertise des marchés de l'énergie au service de la production décentralisée d'électricité

---



## ■ Management

### ● Franck Rabut : Président

- 47 ans, Ingénieur + MBA INSEAD
- Alstom, Dalkia, SG Commodities, Gaselys

### ● Jean-Yves Haustraete : Directeur Commercial

- 52 ans, Ingénieur + MBA INSEAD
- Elyo, Dalkia

### ● Aurélie Lemerrier : Directrice des Opérations

- 34 ans, Ecole de commerce
- SG Commodities, Gaselys, Capgemini Consulting

### ● + 2 ingénieurs : support au développement commercial + optimisation de la production

## ■ Actionnaires

### ● Les 3 dirigeants + 5 experts du secteur de l'Energie

- Trading, management d'actifs et gestion des risques de marché
- Développement et gestion de centrales de production décentralisée d'électricité

### ● 1 Investisseur institutionnel reconnu : XAnge Private Equity

- FCPI de la Banque Postale

# NovaWatt : Situation actuelle (Septembre 2010)



- **NovaWatt gère un parc de production de 7 centrales totalisant 33 MW**
  - La cogénération de l'Aéroport de Lyon Saint-Exupéry (1 TAG de 3,9 MW)
  - La centrale de pointe à gaz de Seclin (6 MAG pour 5,4 MW)
  - Location d'1 cogénération à MAG sur réseaux de chaleur (1,3 MW)
  - Location de 4 centrales de pointe FOD (16 moteurs Diesel, 23 MW)
  
- **Et à compter du 01/11/10 :**
  - 1 autre cogénération à gaz
  - + 2 centrales Diesel (+ 17 MW)
  - ...
  
- **NovaWatt fait partie du cercle des acteurs des marchés de gros de l'électricité et du gaz**
  - Responsable d'Equilibre et Acteur d'Ajustement auprès de RTE et d'ERDF
  - Expéditeur auprès de GRTgaz et de GRDF (NovaWatt est fournisseur de gaz pour clients hors MIG)
  - Membre des bourses Powernext (Gaz) et EEX (Electricité) Spot et Futures
  - Plusieurs contreparties OTC (gaz et électricité)

# NovaWatt : L'expertise des marchés de l'énergie au service de la production décentralisée d'électricité



## ■ NovaWatt met en œuvre des techniques de gestion d'actifs sophistiquées

- Compréhension et modélisation fine des caractéristiques et contraintes de chaque centrale
- Gestion dynamique du parc de production sur tous les segments des marchés, du spot au long terme
- En fonction des signaux de prix, des paramètres techniques et des aléas opérationnels

**Une double culture d'exploitant de production décentralisée et d'opérateur sur les marchés du gaz et de l'électricité**

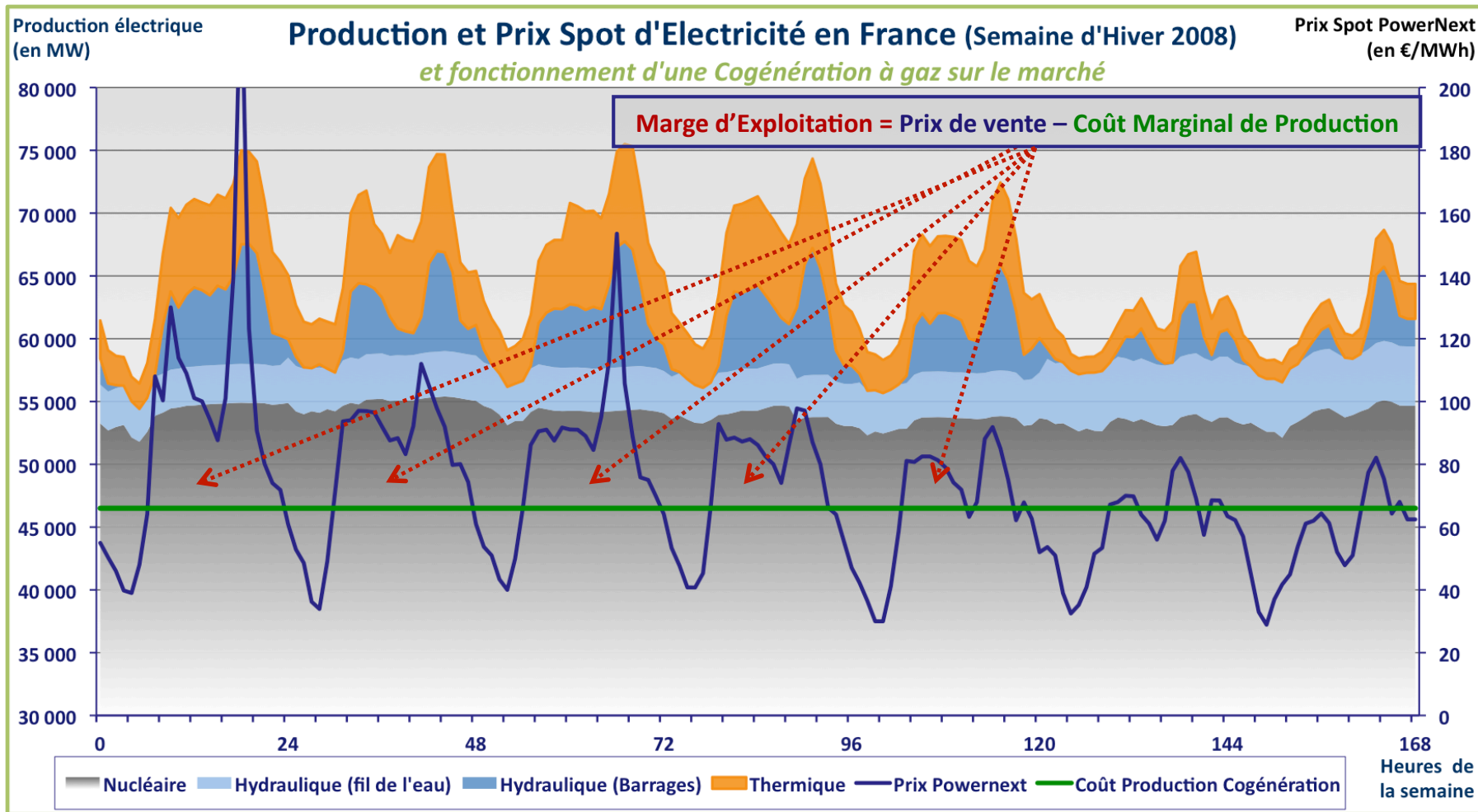
## ■ NovaWatt : un positionnement unique et novateur

- Achat et/ou location de « petites » centrales sortant des contrats d'Obligation d'Achat EDF...
- ... Cogénérations à gaz, centrales Diesel de pointe, centrales hydrauliques : délaissées par les utilities
- Développement de nouvelles centrales répondant aux besoins de flexibilité du système électrique

# NovaWatt : Produire et vendre l'électricité aux meilleurs moments et conditions



NovaWatt exploite sa compréhension des marchés et la flexibilité de ses actifs pour optimiser leur fonctionnement et maximiser les marges d'exploitation



# NovaWatt : Une offre commerciale adaptée aux besoins des cogénérateurs / clients chaleur (1)

---



## ■ Le Cogénérateur (producteur)

- Définit les périodes et conditions de fonctionnement possibles de la centrale
- Effectue (ou supervise) la conduite de la centrale selon instructions NovaWatt (démarrages & arrêts)
- Achète la chaleur cogénérée et effectivement consommée

## ■ NovaWatt

- Loue et/ou rachète la centrale au Cogénérateur
  - Et paye une redevance fixe pendant la durée du contrat
- Dispatche la centrale en fonction des conditions des marchés gaz et électricité
  - Et des contraintes opérationnelles définies par le Cogénérateur
- Achète le gaz nécessaire à la cogénération
  - Ou le rembourse au consommateur de chaleur si c'est celui-ci qui l'achète
- Vend l'électricité produite sur le marché
- Vend la chaleur cogénérée au consommateur de chaleur
  - A son coût évité sous chaudière (moins une réduction garantie) quelles que soient les fluctuations des prix des énergies
- Effectue (et/ou assume les coûts de) la maintenance de la centrale
- Fournit les quotas CO2 supplémentaires dus au fonctionnement de la centrale (le cas échéant)

# NovaWatt : Une offre commerciale adaptée aux besoins des cogénérateurs / clients chaleur (2)

---



- **NovaWatt respecte les contraintes d'exploitation du cogénérateur et/ou client chaleur :**
  - Nombres et heures possibles des démarrages / arrêts
  - Préavis d'appel nécessaires
  - Minimum techniques des autres moyens de production thermiques
  - Possibilité, ou non, de fonctionnement à charge partielle
  - Possibilité, ou non, de fonctionnement en été (et restrictions éventuelles), avec ou sans récupération thermique (ECS)
- **NovaWatt peut financer le coût d'un investissement initial**
  - Valeur de rachat de la centrale (option d'achat...)
  - Grosses opérations de maintenance et/ou mises à niveau technique
- **NovaWatt peut démanteler (à ses frais) l'installation**
  - En fin de contrat
  - Si impossibilité de poursuivre exploitation en production électricité pure

# Coût Marginal de Production Cogénération (1)



- Déterminer le **coût marginal de production total** de la cogénération
  - Coût du gaz : Consommation de gaz x Prix marginal du gaz « cogénération » (peut être différent de celui du gaz « chaudière »)
  - Coût variable d'Opération et de Maintenance
  
- Déterminer la **quantité de chaleur « cogénéritable »** sur chaque heure en fonction de
  - Rendement thermique de la cogénération
  - Besoins thermiques totaux du site, qui dépendent de la température extérieure (réseau de chaleur) et/ou du rythme de fonctionnement du site (industrie)
  - En tenant compte de la priorité donnée aux autres moyens (ENR...) et des contraintes techniques éventuelles des chaudières (minimum techniques, capacité à arrêter / démarrer...)
  
- Déterminer la **valeur marginale de la chaleur cogénéritable**, en fonction de
  - Consommation de combustible de la chaudière « évitable », donc de son rendement
  - Coût marginal du combustible (gaz ou autre) de ladite chaudière : dépend, et varie en fonction, des conditions commerciales d'achat du client chaleur
  - Réduction (éventuelle) du prix de la chaleur cogénérée par rapport à son coût évité sous chaudière

# Coût Marginal de Production Cogénération (2)



- **Déterminer les autres coûts et/ou gains variables possibles**
  - Coût CO<sub>2</sub> : Si et seulement si la centrale est soumise au PNAQ
  - Economie de coûts d'accès au réseau électrique (contrat CARD) et de CSPE : Si la centrale est raccordée sur la boucle interne d'un site et que l'électricité est effectivement autoconsommée
  
- **Coûts CO<sub>2</sub>**
  - Emissions additionnelles de la Cogénération = émissions totales – émissions évitées sous chaudière
  - =  $0,185 \times (\text{consommation totale gaz} - \text{consommation évitée gaz}) \times \text{Prix Quotas CO}_2$  (si centrale gaz effaçant chaudière gaz)
  
- **Economies sur coûts CARD et CSPE :**
  - Assiette facturation CARD et CSPE : (consommation totale site – autoproduction)
  - Gains : Entre 10 et 14 €/MWh électrique cogénéré et physiquement autoconsommé
  
- **Enfin, calculer le coût marginal de production équivalent de la cogénération (CMPÉq)**
  - Coût marginal total production (gaz + O&M)
  - Moins : Quantité de chaleur cogénérable x Valeur chaleur cogénérable !
  - Plus : Coût CO<sub>2</sub> et Moins : Economie CARD/CSPE (le cas échéant)

# Coût Marginal de Production Cogénération (3)



- Cas d'une Cogénération effaçant une chaudière à gaz de 90% de rendement thermique :
- $CMP_{\text{Éq}} (\text{€/MWh}_{\text{élec}}) = \text{Consommation Spécifique Equivalente} \times \text{Prix Gaz} + \text{Coût variable O\&M}$

Consommation Spécifique Equivalente Cogénération (CS <sub>Éq</sub> , en MWhPCS / MWh élec = 1 / REE / 0,9)											
CS <sub>Éq</sub>	Rth	0%	10%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	Exemples
Re		$CS_{\text{Éq}} = 1 / REE / 0,9 = C_{\text{totale}} - R_{\text{th}}/Re/90\%/0,9$									Centrale à Cycle combiné au Gaz : CS <sub>Éq</sub> de 2 à 2,1
28%		3,97	3,53	3,09	2,87	2,65	2,43	2,20	1,98	1,76	Ancienne turbine à gaz
30%		3,70	3,29	2,88	2,67	2,47	2,26	2,06	1,85	1,65	Petite turbine récente (4 à 10 MW)
32%		3,47	3,09	2,70	2,51	2,31	2,12	1,93	1,74	1,54	Petite turbine neuve
34%		3,27	2,90	2,54	2,36	2,18	2,00	1,82	1,63	1,45	Moyenne turbine récente (25 MW)
36%		3,09	2,74	2,40	2,23	2,06	1,89	1,71	1,54	1,37	Moteur récent (<2 MW)
38%		2,92	2,60	2,27	2,11	1,95	1,79	1,62	1,46	1,30	Moteur ou grosse turbine récents
40%		2,78	2,47	2,16	2,01	1,85	1,70	1,54	1,39	-	Moteur neuf (< 3 MW)
42%		2,65	2,35	2,06	1,91	1,76	1,62	1,47	1,32	-	Grosse turbine neuve (40 à 50 MW)

## Commentaires :

- Sur fond vert clair, les installations considérées comme des Cogénérations de 1997 à 2000 : Critère  $R_g = Re + R_{th} > 65\%$
- Sur fond vert vif les installations considérées comme des Cogénérations depuis 2001 : Critère  $E_p = 1 - 1/(Re/54\% + R_{th}/90\%) > 5\%$
- Le rendement thermique effectif dépend du rendement thermique nominal et du taux de récupération thermique effectif qui varie suivant besoins réels du site
- La cogénération peut aussi fonctionner comme une centrale électrique pure s'il n'y a pas de récupération
- Une Centrale à Cycle combiné à Gaz (CCG) moderne a une CS de 2 à 2,1
- Une Cogénération bien optimisée thermiquement est donc plus compétitive qu'un CCG sur le marché électrique

# Coût Marginal de Production Cogénération (4)



- **Cas d'une Cogénération à moteur à gaz sur réseau de chaleur soumis au PNAQ**
  - **Re = 36% ; Rth = 40% ; Rchaudière = 90%**
  - **Récupération thermique : 100% en Hiver et 20% en Eté**
  - **=> CSéq (Hiver) = 1,71 MWhPCS/MWh**
  - **=> CSéq (Eté) =  $1/36\%/0,9 \times (1 - 40\%/90\% \times 20\%) = 2,81$  MWhPCS/MWh**
  - **Prix Gaz (Cogénération = Chaudière) = 25 €/MWhPCS**
  - **Réduction de 3 €/MWh thermique utile cogénérée ( $\Leftrightarrow 40\%/36\% \times 3 = 3,33$  €/MWh élec en Hiver et  $20\% \times 3,33 = 0,67$  €/MWh en Eté)**
  - **Prix Quotas = 15 €/tCO2**
  - **O&M variable = 5 €/MWh**
  - **Raccordement direct au RPD => Pas d'économie sur CARD et/ou CSPE**
  
- **CMPéq (Hiver) =  $(1,71 \times 25) - 3,33 + (1,71 \times 0,185 \times 15) + 5 \approx 49,2$  €/MWh**
  
- **CMPéq (Eté) =  $(2,81 \times 25) - 0,67 + (2,81 \times 0,185 \times 15) + 5 \approx 82,4$  €/MWh**

# Facteurs d'amélioration de la valeur économique d'une cogénération gérée sur le marché (1)



## ■ Conditions d'achat du gaz : Achats sur le marché >> Tarifs Réglementés

- **Acheter le gaz sur le marché libre permet de découpler :**
  - Les conditions (Prix, Take or Pay, etc...) appliquées à la production de chaleur sous chaudière
  - Les conditions (prix, nominations en fonction des décisions de production) appliquées à la consommation équivalente (ie. additionnelle / chaudière seule) de la Cogénération
- **Le foisonnement des souscriptions de débit journalier impose (avec les règles actuelles de GRTgaz et GRDF) aux fournisseurs des gaz « chaudière » et « additionnel cogénération » de collaborer**
  - NovaWatt peut fournir le gaz « cogénération », ou l'ensemble des besoins si nécessaire
- **Et les prix sont actuellement plus bas !**

## ■ Optimiser les Besoins Thermiques

- **Pendant les jours ouvrés plutôt que les nuits /week-end**
- **Avec besoins en Eté >> Sans besoins en Eté : une Cogénération industrielle « vaut » plus qu'une cogénération climatique**
- **Prix marginal de la chaleur cogénérée = Coût évité sous chaudière sans discount.**
- **Si on veut un prix de la chaleur réduit, on augmente le CMP, on réduit le nombre annuel d'heures de fonctionnement, et on réduit en conséquence le gain économique global du projet**

# Facteurs d'amélioration de la valeur économique d'une cogénération gérée sur le marché (2)



## ■ Conditions de raccordement électrique

- Raccordement jeu de barre interne >> raccordement direct
- Car coûts CARD + CSPE évités, donc CMP abaissé
- Pas de « rénovation, ni de bénéfice de contrat d'OA » => pas d'imposition ERDF de modifier les raccordements existants !

## ■ Flexibilité de fonctionnement

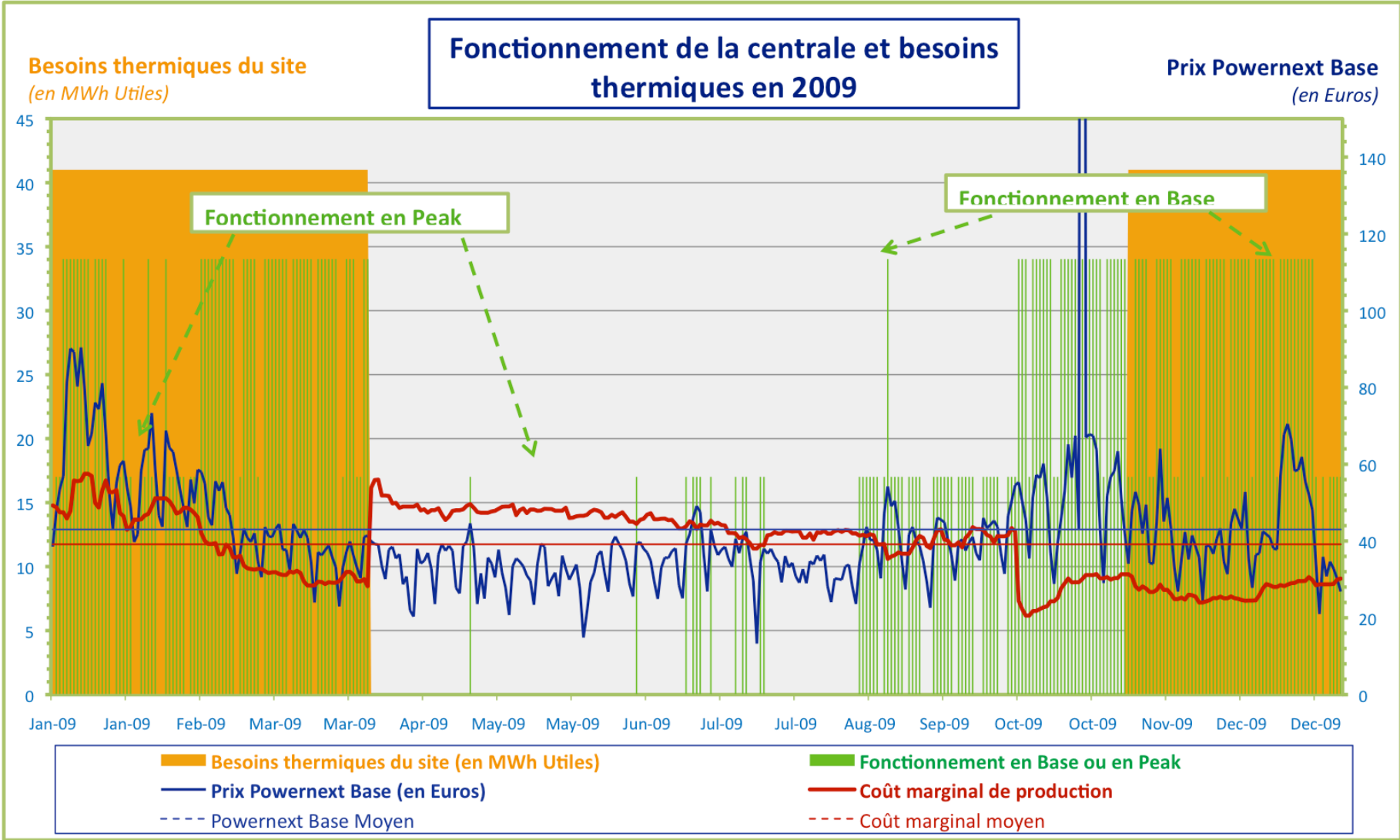
- Préavis d'appel réduits, dans la journée (< 1 heure) plutôt la veille
  - Pour ajuster les conditions de fonctionnement aux évolutions du marché en temps réel
- Avec possibilités d'arrêter et démarrer plus souvent
  - En fonction de la présence de personnel et/ou de l'automatisation et/ou des contraintes de fonctionnement des équipements
  - En considérant les coûts additionnels (main d'oeuvre, combustible et maintenance)
- Avec possibilité de faire varier la puissance globale de fonctionnement
  - Pour suivre les variations des besoins thermiques, le cas échéant
  - Avec plusieurs unités de production pour limiter les risques de perte totale de production

## ■ Durée d'exploitation

- De quelques mois à 20 ans ou plus : fonction besoins client et échéances grandes révisions

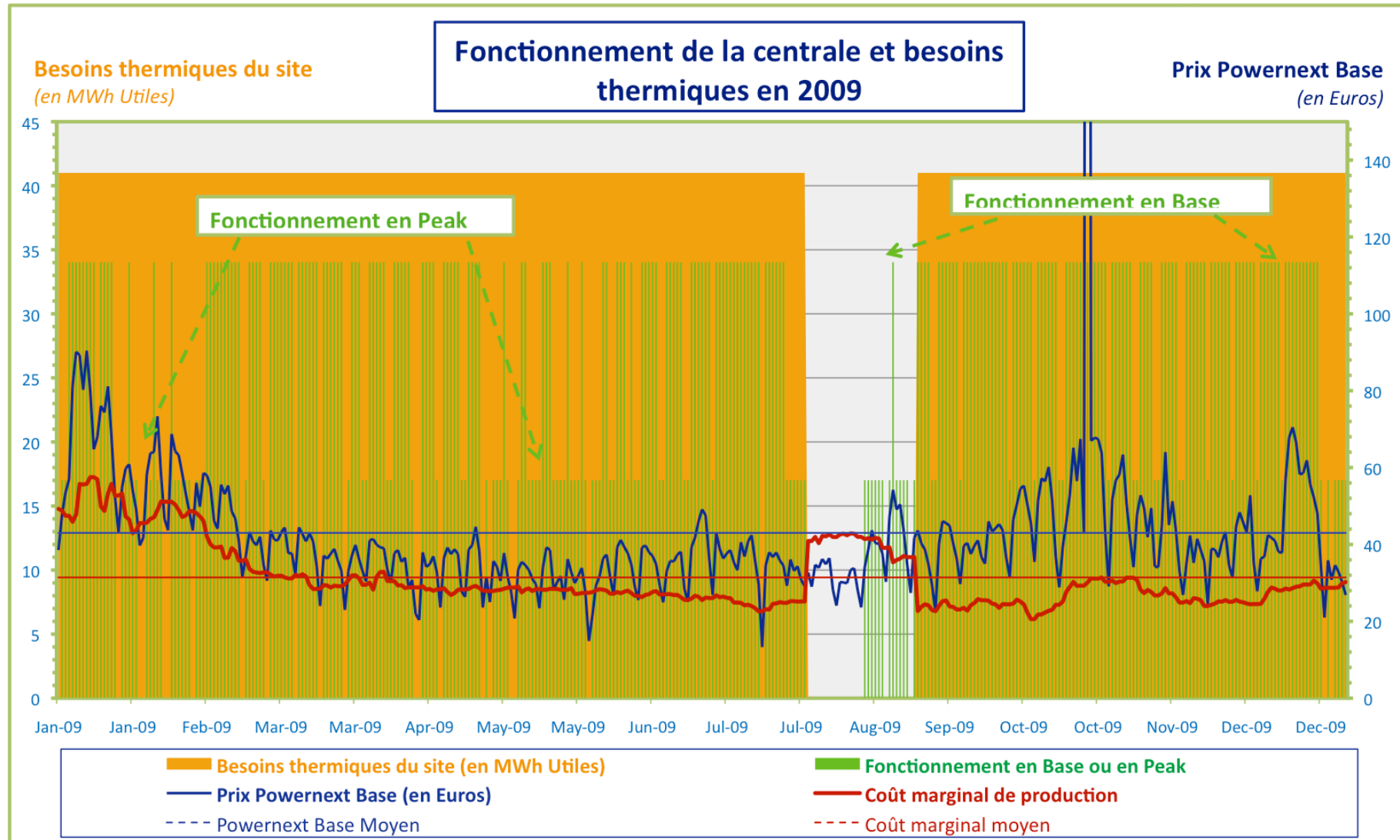
# Fonctionnement cogénération sur les marchés (1)

## Cogénération Climatique « type »



# Fonctionnement cogénération sur les marchés (2)

## Cogénération Industrielle

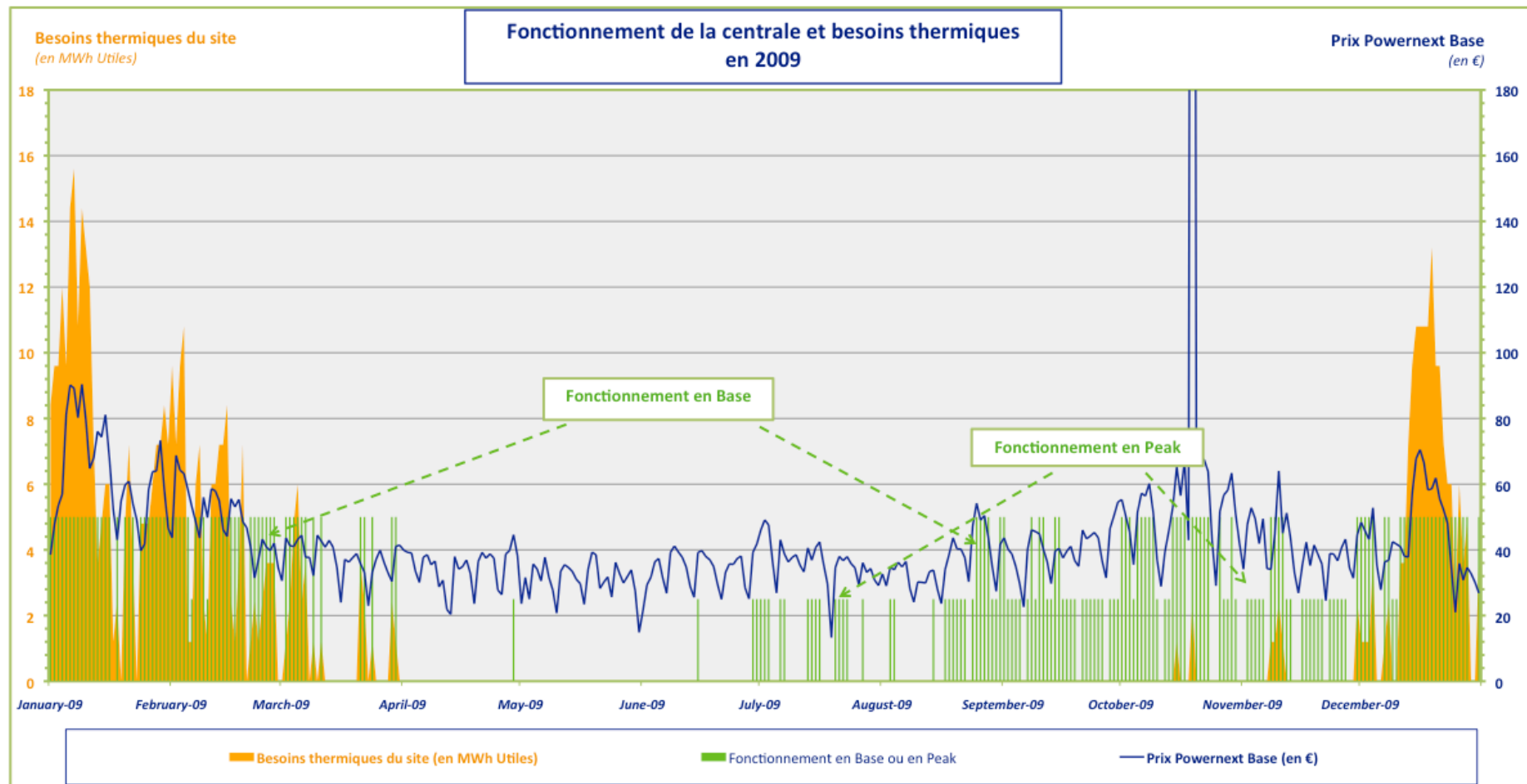


# Fonctionnement cogénération sur les marchés (3)

## Cogénération Climatique « avec ENR »



- Réseau de chaleur avec production EnR en base et suffisante tant que  $T_{ext} > T_{seuil}$
- Cogénération à moteurs à gaz optimisés sur le marché au cours de l'année 2009



# Avantages et inconvénients du fonctionnement d'une Cogénération sur le marché / contrat CO1R



## ■ Avantages

- Sécurisation des revenus de l'exploitant et des réduction de prix de la chaleur
- Pas de dépendance des économies aux prix du gaz et des autres énergies (Offre NovaWatt)
- Pas d'investissements inutiles / anticipés
- Durée contractuelle librement négociable : de 6 mois à 20 ans ou plus...
- Adaptation aux évolutions futures des besoins thermiques du site
- Adaptation aux caractéristiques d'exploitation et/ou contractuelles du site
- Compatibilité avec le fonctionnement prioritaire de la production ENR
- Maximisation des réductions d'émissions de CO2 (même l'été !)
- Pas d'obligation ERDF de changer le raccordement électrique
- Possibilité de repartir en contrat CO1 R même après une période sur le marché

## ■ Inconvénients

- Moindre rémunération annuelle que contrat CO1 R (=> pas de subvention CSPE)
- Fonctionnement cogénération moins prédictible et moins régulier que sous contrat CO1 R
- Sensation de « saut dans l'inconnu » ?

# Analyse d'un cas « type » sur un Réseau de Chaleur Etat des lieux « 97-01 »



## ■ Situation

- Région parisienne
- Base DJU : Orly
- Chauffage : Octobre à Mai

Nombre	DJU Année Du 01/10 au 30/09	DJU Novembre-Mars du 01/11 au 31/03	DJU Octobre - Mai du 01/10 au 31/05
2004-2005	2 654	1 974	2 502
2005-2006	2 690	2 128	2 580
2006-2007	2 232	1 679	2 015
2007-2008	2 682	1 909	2 473
2008-2009	2 798	2 108	2 653
<b>Moyenne</b>	<b>2 611</b>	<b>1 960</b>	<b>2 445</b>

## ■ Besoins thermiques réseau

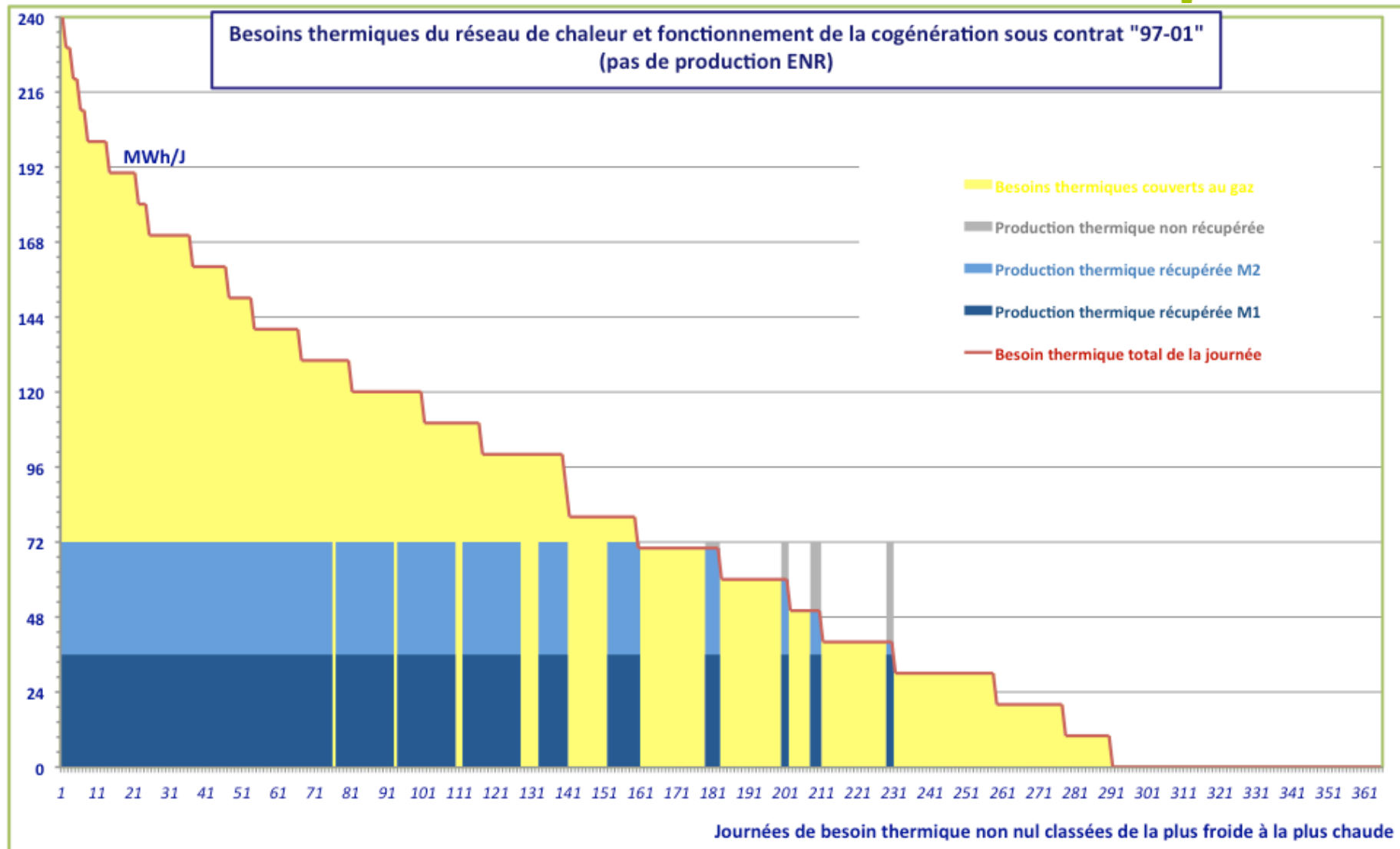
- 26 600 MWh utiles / an : 100%
- 25 000 MWh [Oct - Mai] : 94%
- 20 000 MWh [Nov - Mars] : 75%
- 0,42 MW utiles / °C

Proportion	DJU Année Du 01/10 au 30/09	DJU Novembre-Mars du 01/11 au 31/03	DJU Octobre - Mai du 01/10 au 31/05
2004-2005	100%	74%	94%
2005-2006	100%	79%	96%
2006-2007	100%	75%	90%
2007-2008	100%	71%	92%
2008-2009	100%	75%	95%
<b>Moyenne</b>	<b>100%</b>	<b>75%</b>	<b>94%</b>

## ■ Cogénération existante « 97-01 »

- 2 moteurs à gaz de 1,3 MW électrique (Re = 37%) et 1,5 MW thermique (Rth = 43%) chacun
- Production thermique annuelle :  $2 \times 1,5 \times 3624 \times 95\% = 10\,325$  MWh utiles / période [Nov - Mars]
- La cogénération fournissait environ 52% des besoins thermiques du réseau entre Novembre et Mars
- Chaudières d'appoint à gaz

# Analyse d'un cas « type » sur un Réseau de Chaleur Monotone besoins et fonctionnement « 97-01 »



# Analyse d'un cas « type » sur un Réseau de Chaleur

## Evolutions envisagées



- Développement d'un moyen de production à base d'ENR
  - Chaudière à Bois et/ou Géothermie => réduction des émissions de CO2 du réseau
  
- Objectif de taux de couverture des besoins annuels par moyens de production ENR
  - SA : 55% > 50% pour bénéficier de la TVA à taux réduit sur la totalité des ventes de chaleur
  - => « Petite » Puissance ENR résultante = 2,5 MW utile
  - Cas B : 80% : amélioration image environnementale et/ou dimensionnement équipements ?
  - => « Grosse » Puissance ENR résultante = 4,15 MW utile (+ 60% / cas 1)
  
- Régimes de fonctionnements possibles de la Cogénération existante
  - Cas 1 : Les 2 moteurs sous contrat d'OA « C01 R »
  - Cas 2 : 1 moteur sous contrat d'OA « C01 R » + 1 moteur sur le marché libre
  - Cas 3 : Les 2 moteurs sur le marché libre
  
- Questions :
  - Quid de la coexistence de la cogénération avec la production à base d'ENR ?
  - Quelle rentabilité suivant le schéma retenu ?

# Analyse d'un cas « type » sur un Réseau de Chaleur

## Synthèse des différents cas étudiés



### ■ Hypothèses d'étude

- Réseau de chaleur dont une cogénération « 97-01 » composée de 2 moteurs fournissait 50% des besoins sur Novembre - Mars
- Mise en œuvre d'une « Petite » (cas A, 55% besoins) ou d'une « Grosse » (cas B, 80% besoins) centrale de production de chaleur à base d'ENR

### ■ 3 cas de fonctionnement envisagés :

- 2 moteurs en contrat C01 R (cas 1)
- 1 moteur en contrat C01 R et 1 autre sur le marché (cas 2)
- 2 moteurs sur le marché (cas 3)

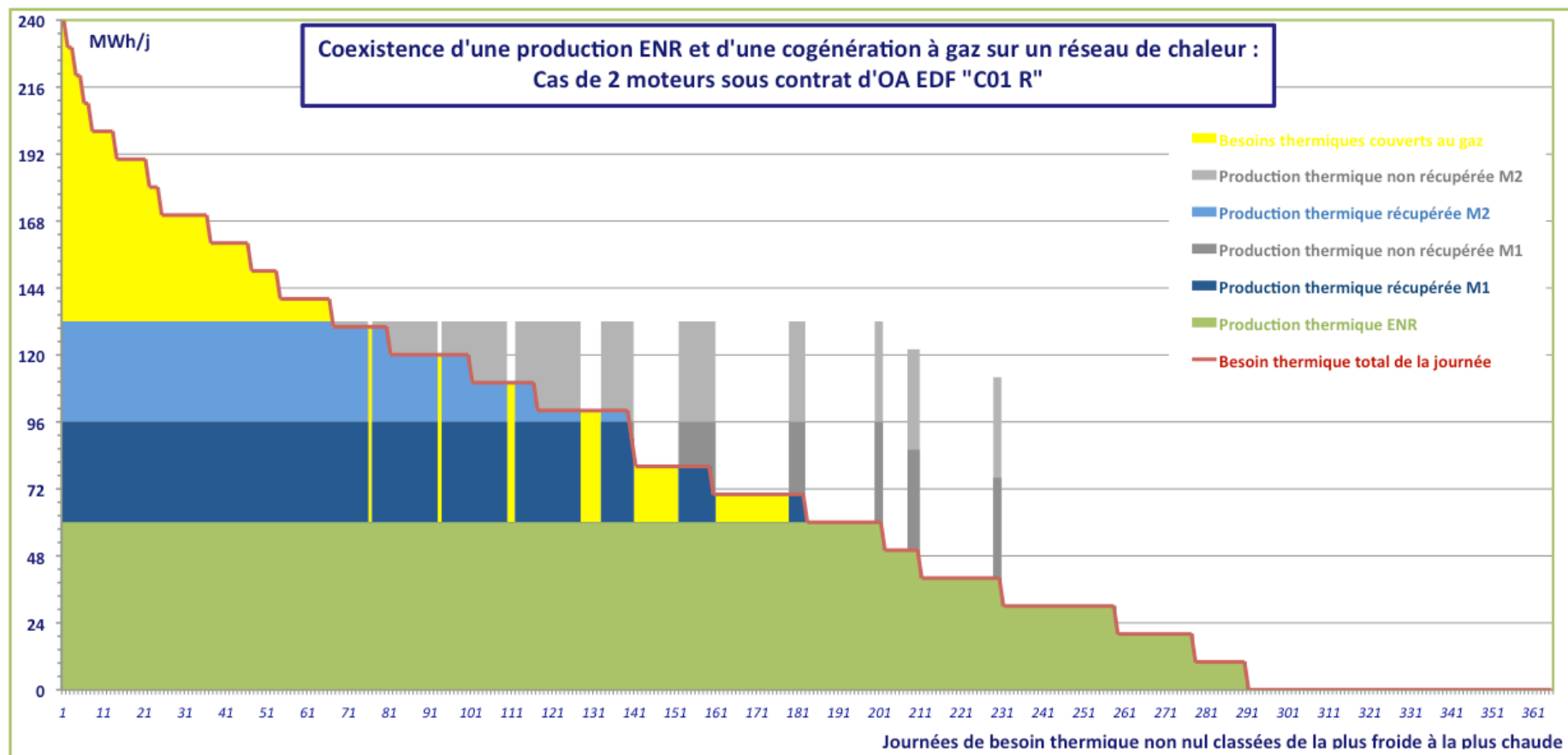
### ■ Compatibilité « ENR + Cogénération »

Cohabitation « Production ENR + Cogénération à gaz »	Cas A : « Petite » Production ENR	Cas B : « Grosse » Production ENR
Les 2 Moteurs en contrat C01R	Envisageable, mais respect Ep incertain	Pas possible
1 Moteur en contrat C01R, plus 1 sur Moteur sur le marché	Possible <i>(voire optimal ?)</i>	Pas possible
Les 2 Moteurs sur le Marché	Possible	Possible

# Cas « A1 » : 1 petite centrale ENR + 2 moteurs en contrat « C01 R »



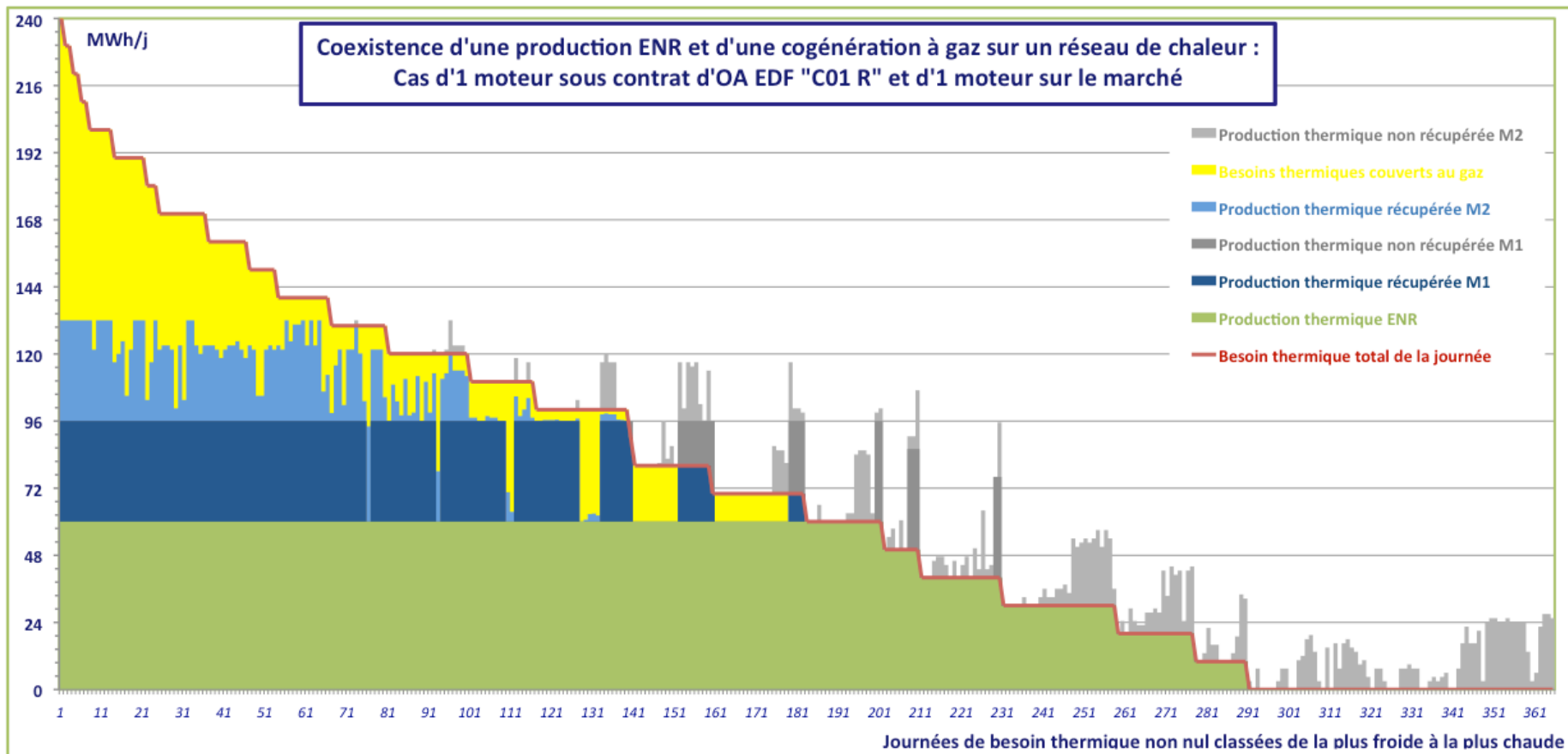
- Satisfaction besoins Réseau : 55% ENR + 32% Cogénération + 13% appoint gaz
- Moteurs 1 et 2 en OA : Taux récupération cogénération = 78% => Rg = 70% et Ep = 5,4%



# Cas « A2 » : 1 petite centrale ENR + 1 moteur en contrat « C01 R » + 1 moteur sur le marché



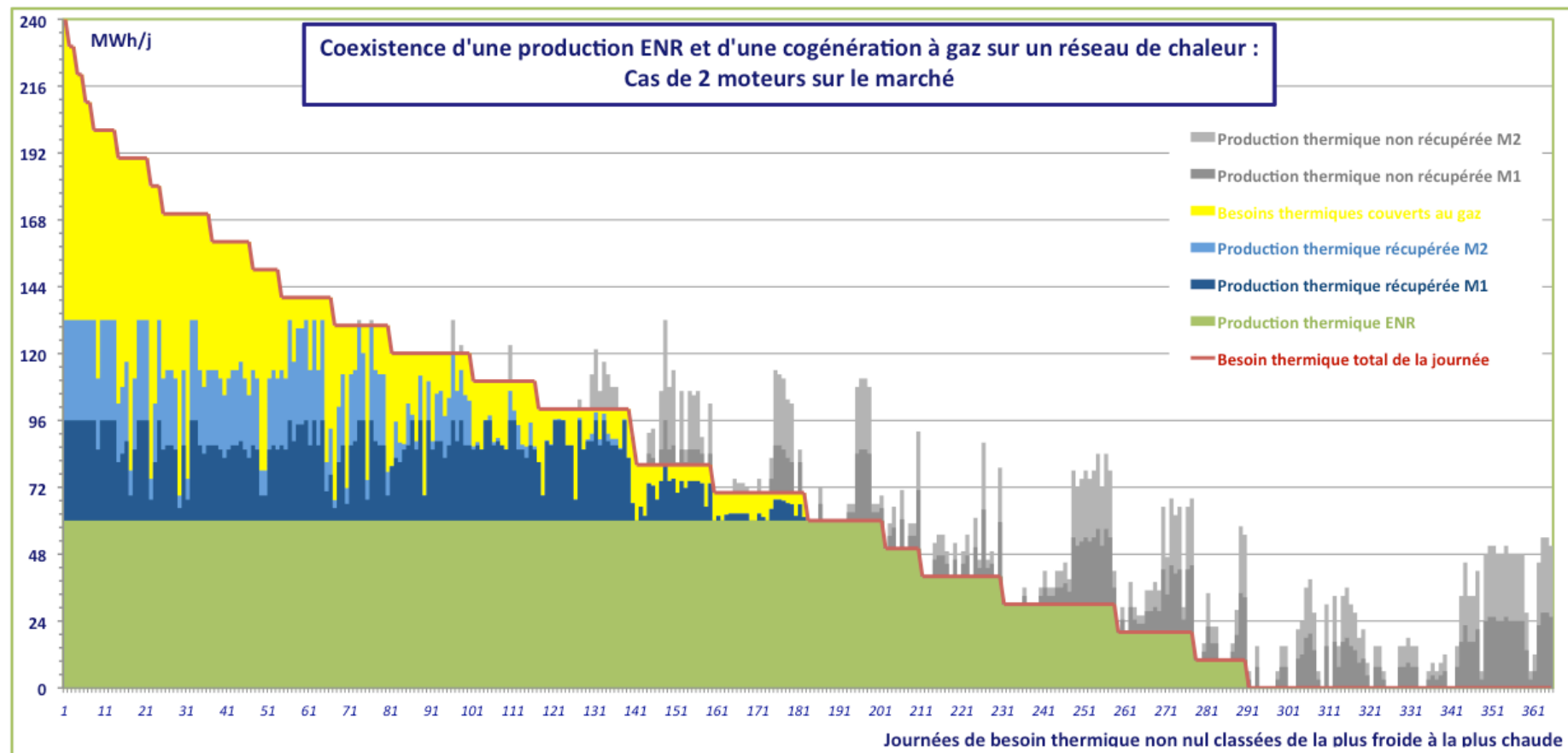
- Satisfaction besoins Réseau : 55% ENR + 28% Cogénération + 17% appoint gaz
- Moteur 1 en OA : Taux récupération cogénération = 91% => Rg = 76% et Ep = 10,5%
- Moteur 2 sur le marché : 3200 heures de fonctionnement (Hiver + Eté), Taux récup. 50%



# Cas « A3 » : 1 petite centrale ENR + 2 moteurs sur le marché



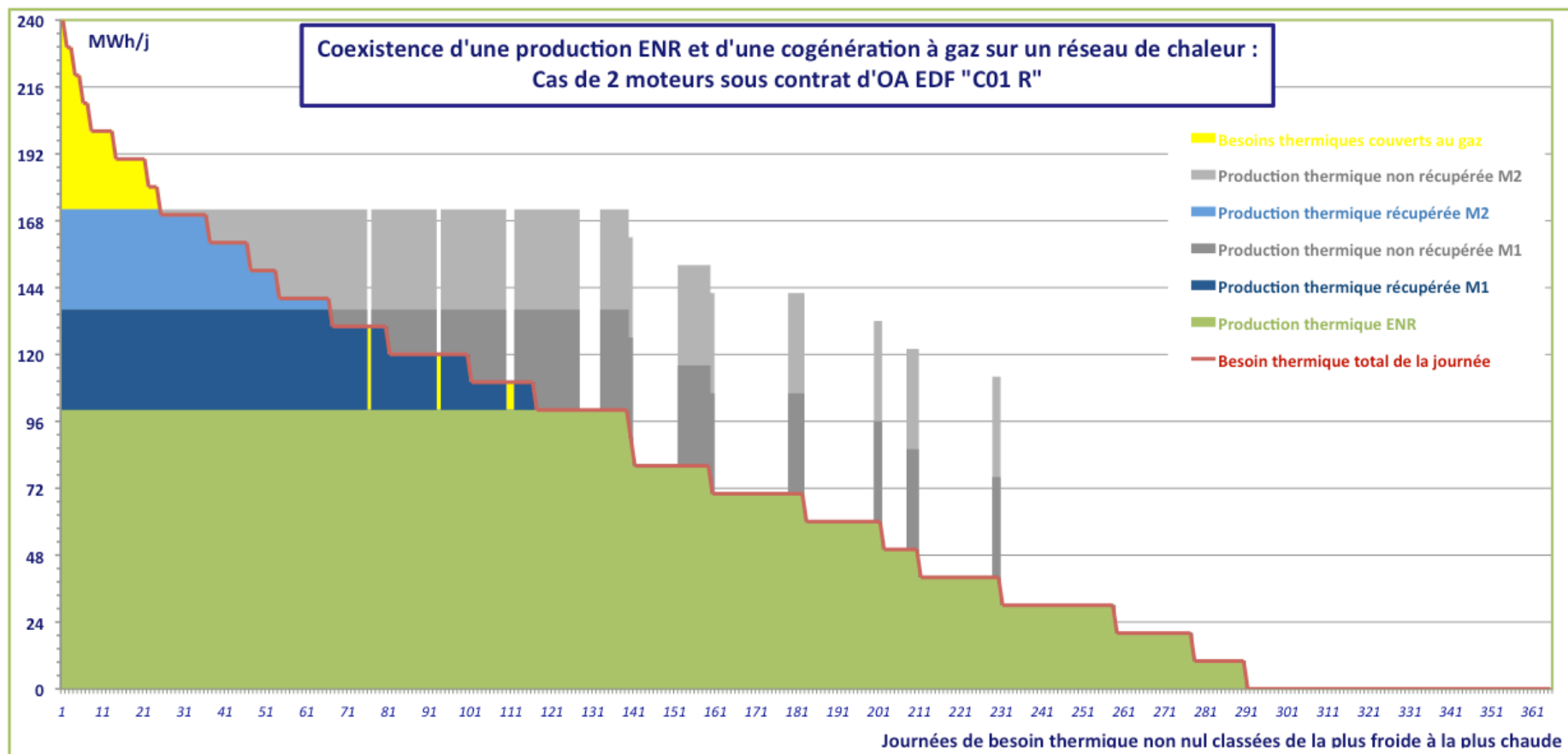
- Satisfaction besoins Réseau : 55% ENR + 24% Cogénération + 21% appoint gaz
- Moteur 1 sur le marché : 4000 heures de fonctionnement (Hiver + Eté), Taux récup. = 67%
- Moteur 2 sur le marché : 3200 heures de fonctionnement (Hiver + Eté), Taux récup. = 50%



# Cas « B1 » : 1 grosse centrale ENR + les 2 moteurs en contrat « C01 R »



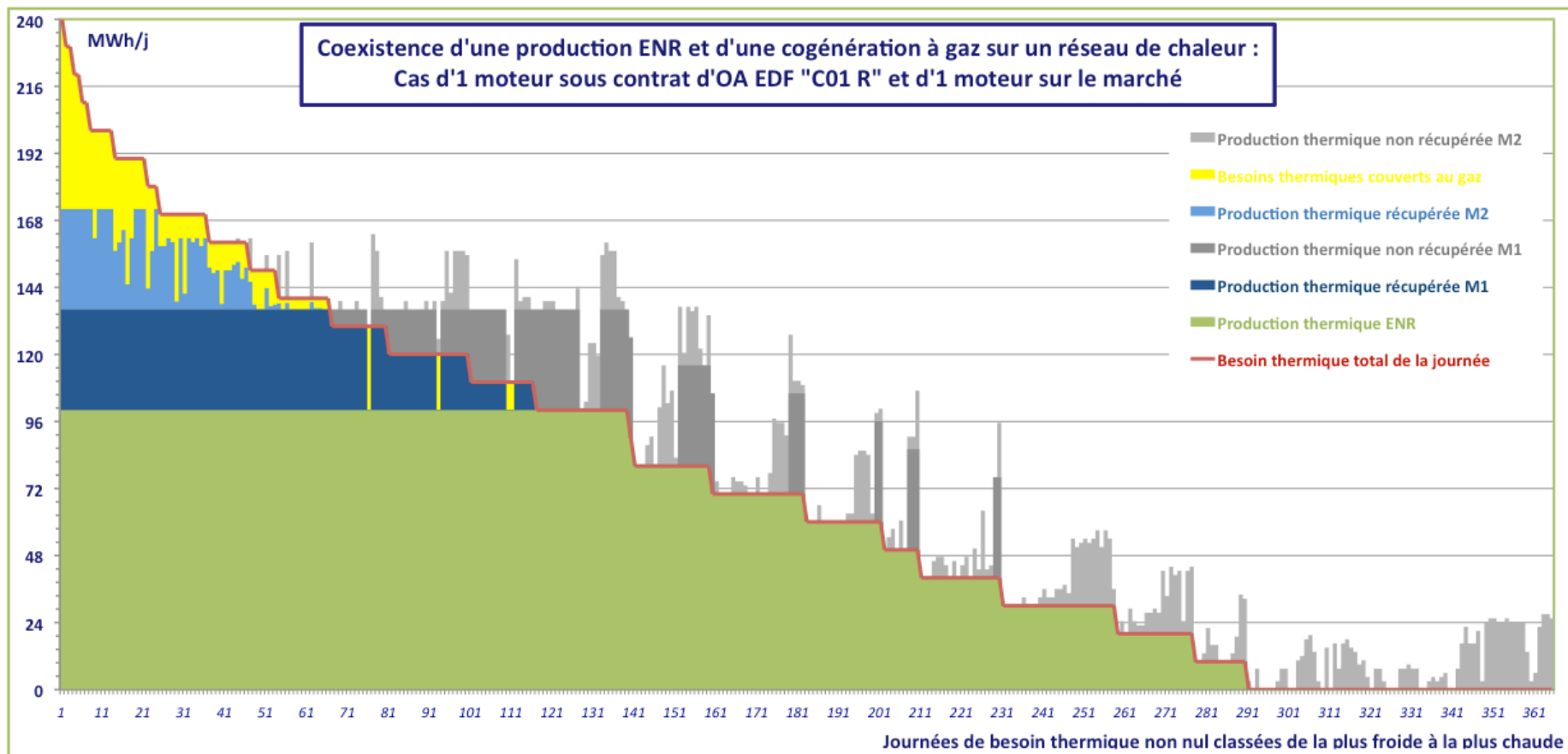
- Satisfaction besoins Réseau : 78% ENR + 19% Cogénération + 3% appoint gaz
- Moteurs 1 et 2 en OA : Taux récupération cogénération : 45% =>  $R_g = 57\%$  et  $E_p = -11\%$



# Cas « B2 » : 1 grosse centrale ENR + 1 moteur en contrat « C01 R » + 1 moteur sur le marché



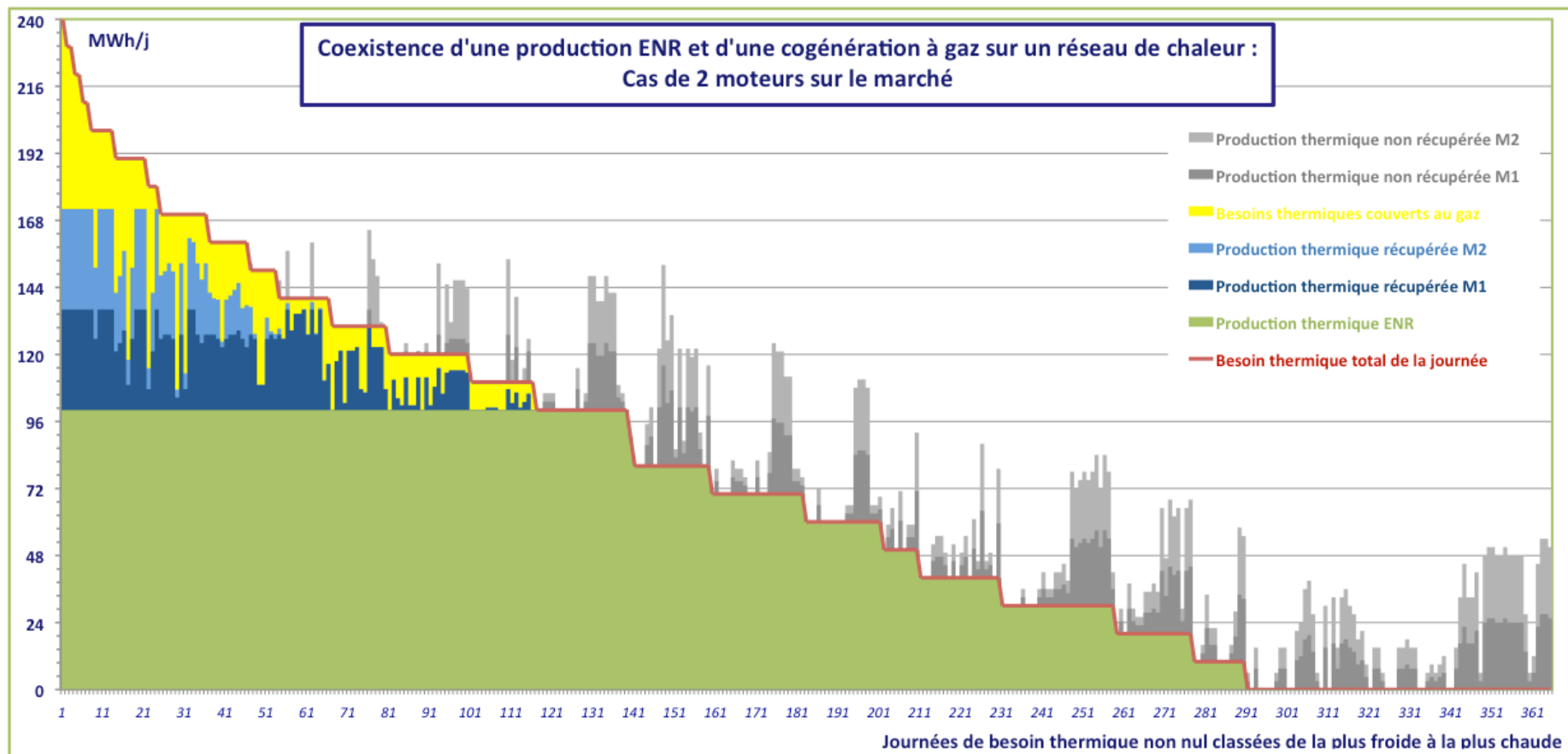
- Satisfaction besoins Réseau : 78% ENR + 17% Cogénération + 5% appoint gaz
- Moteur 1 en OA : Taux récupération cogénération : 60% => Rg = 63% et Ep = -2,7%
- Moteur 2 sur le marché : 2500 heures de fonctionnement (Hiver + Eté), Taux récup. 30%



# Cas « B3 » : 1 grosse centrale ENR + 2 moteurs sur le marché



- Satisfaction besoins Réseau : 78% ENR + 13% Cogénération + 9% appoint gaz
- Moteur 1 sur le marché : 3000 heures de fonctionnement (Hiver + Eté), Taux récup. = 47%
- Moteur 2 sur le marché : 2500 heures de fonctionnement (Hiver + Eté), Taux récup. = 30%





**NovaWatt**

**Merci pour votre attention**