

Quelle structure tarifaire pour l'utilisation du réseau de distribution bruxellois?

- *Etude « Tarification capacitaire » pour le compte de BRUGEL*
 - *Présentation du 27 mars 2018*
 - *Francis Ghigny – Marco Orsini (ICEDD)*



ICEDD
INSTITUT DE CONSEIL ET D'ÉTUDES
EN DÉVELOPPEMENT DURABLE

Boulevard Frère Orban 4
5000 Namur
Tel : 081 25 04 80
www.icedd.be

brugel ● ●

LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE
DE BRUSSELSE REGULATOR VOOR ENERGIE

- Contexte de l'étude
- Caractéristiques de l'électricité
- Les enjeux de la transition énergétique
- L'évolution des coûts
- Evaluation de différents scénarii
- Impact sur les clients
- Conclusions



Contexte de l'étude

- Rechercher une structure tarifaire électricité BT adaptée à la réalité d'aujourd'hui et de demain
- Eléments dont on dispose:
 - Le flux sur le réseau BT de Sibelga par ¼ d'heure (2015)
 - Répartition de ce flux par type de client (SLP S21, S22, S11, S12)
 - La consommation annuelle des 644.000 clients BT
 - La puissance de raccordement individuelle des clients
 - La facture des clients (simulé sur base des tarifs Sibelga 2018)
 - La recette Sibelga correspondant au coût pour l'utilisation du réseau (150 M€)
 - Le détail des coûts supportés par Sibelga
 - Une analyse (benchmark) des tarifs capacitaires appliqués dans d'autres régions d'Europe





Caractéristiques de l'électricité

- L'électricité se déplace à la vitesse de la lumière
- Elle doit être consommée instantanément ☹️
- Le foisonnement des consommations sur un réseau permet de mieux utiliser les unités de production 😊

notion de durée d'utilisation: U en heures/an, le rapport entre la consommation ou production annuelle (en kWh) et la puissance nominale (en kW) soit entre 0 et 8760 h.



Différentes durées d'utilisation

- Un client résidentiel (3.600 kWh, 9 kW): $U = 400$ heures (4,6%)
- Toute la clientèle résidentielle (Sibelga): $U = 4.179$ heures (48%)
- Toute la clientèle BT (Sibelga): $U = 4.926$ heures (56%)
- Réseau ELIA (Belgique): $U = 5.500$ heures (63%)

Avec des centrales de production classiques (surtout si elles sont peu modulables), l'objectif est d'obtenir des durées d'utilisation du réseau les plus longues possibles.





Les enjeux de la transition énergétique

- La transition énergétique
 - La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (E-SER)
 - Des nouveaux usages pour le vecteur électricité (VE, PAC, DFlux, Process, ...)
 - De nouvelles technologies (CI, TIC, ...)
- La séparation des métiers rend plus complexe l'optimisation économique
- Une réflexion basée sur le LT (2030, 2050, ...)





L'évolution des coûts

- Le pic de consommation 2015 BT/Sibelga s'est produit le 5 février à 18h45
- Le pic attendu en 2030 (sans modification des comportements) augmentera de 28%.
 - ➔ Renforcement du réseau et augmentation des coûts en conséquence
 - ➔ Dégradation de U du réseau (passe de 4.926 à 4.358 heures)

Avec une tarification incitative qui entraîne une modification des comportements des clients, il est possible d'éviter ou de réduire le renforcement du réseau, tout en favorisant la correspondance entre production et consommation



Une tarification incitative

Deux types d'incitants peuvent générer des bénéfices pour le marché:

- Limiter les puissances individuelles au moment où le réseau atteint ses limites (signal explicite - utile pour les gestionnaires de réseaux)



Raccordement avec accès flexible (Cflex, à l'instar du Gflex)

- Déplacer les consommations vers des périodes plus propices (signal implicite – utile surtout pour les producteurs et autres acteurs commerciaux – définition de plages horaires)





1. Limiter les puissances individuelles au moment où le réseau atteint ses limites

Raccordement avec accès flexible (Cflex à l'instar du Gflex pour la production)

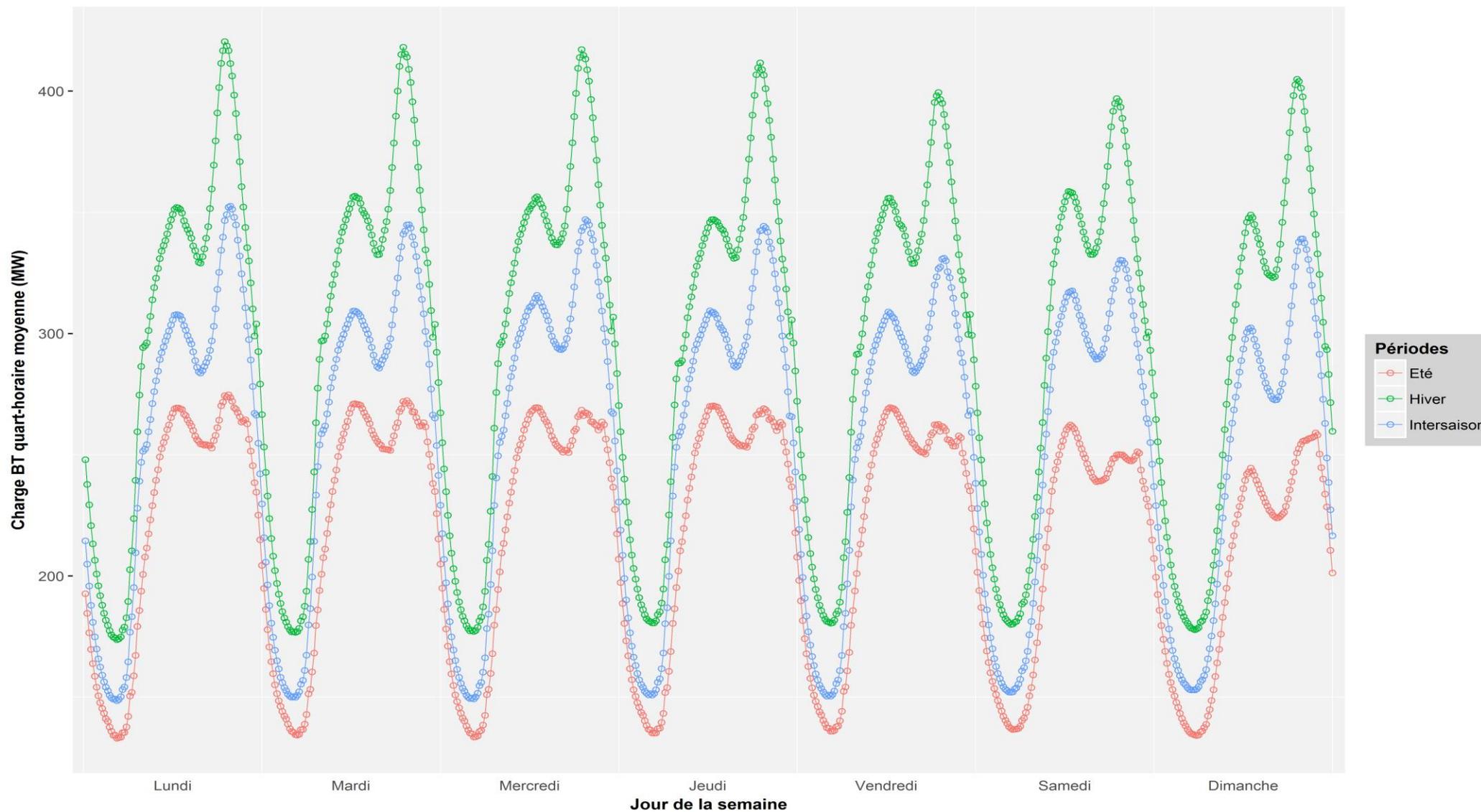
- C'est très puissant (valeurs synchrones)
- C'est totalement « cost reflective » et susceptible de réduire les investissements « réseau »
- A la demande du client et réversible
- Pour une durée limitée (par exemple 2h maximum/24h)
- Est-ce trop intrusif?





2. Déplacer les consommations vers des périodes plus propices

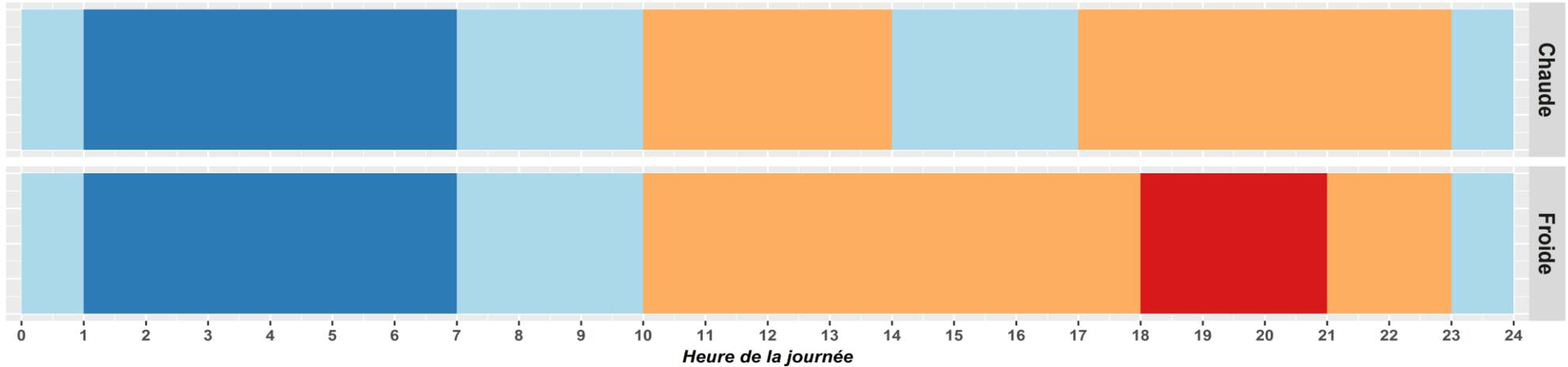
Evolution de la charge BT quart-horaire moyenne des jours de la semaine selon les périodes définies



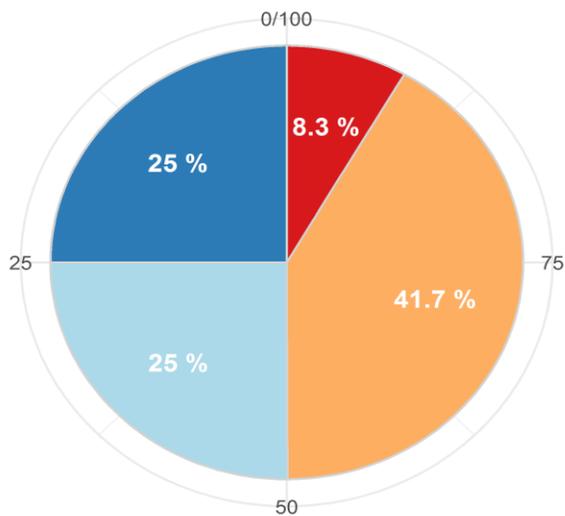


Déplacer les consommations vers des périodes plus propices

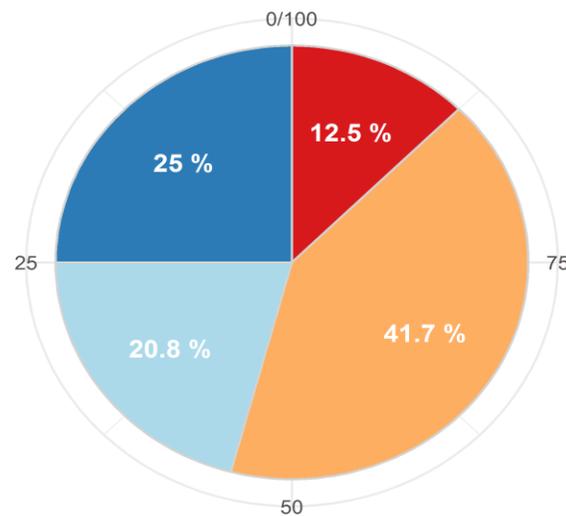
Distribution journalière des plages horaires selon les périodes



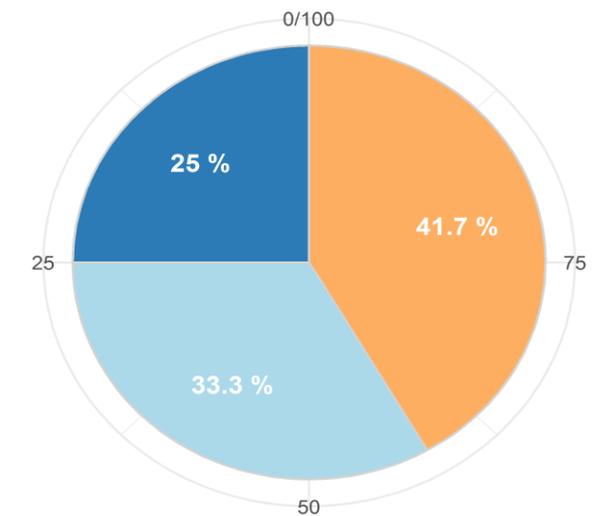
Distribution annuelle des plages horaires



Distribution des plages horaires en période froide

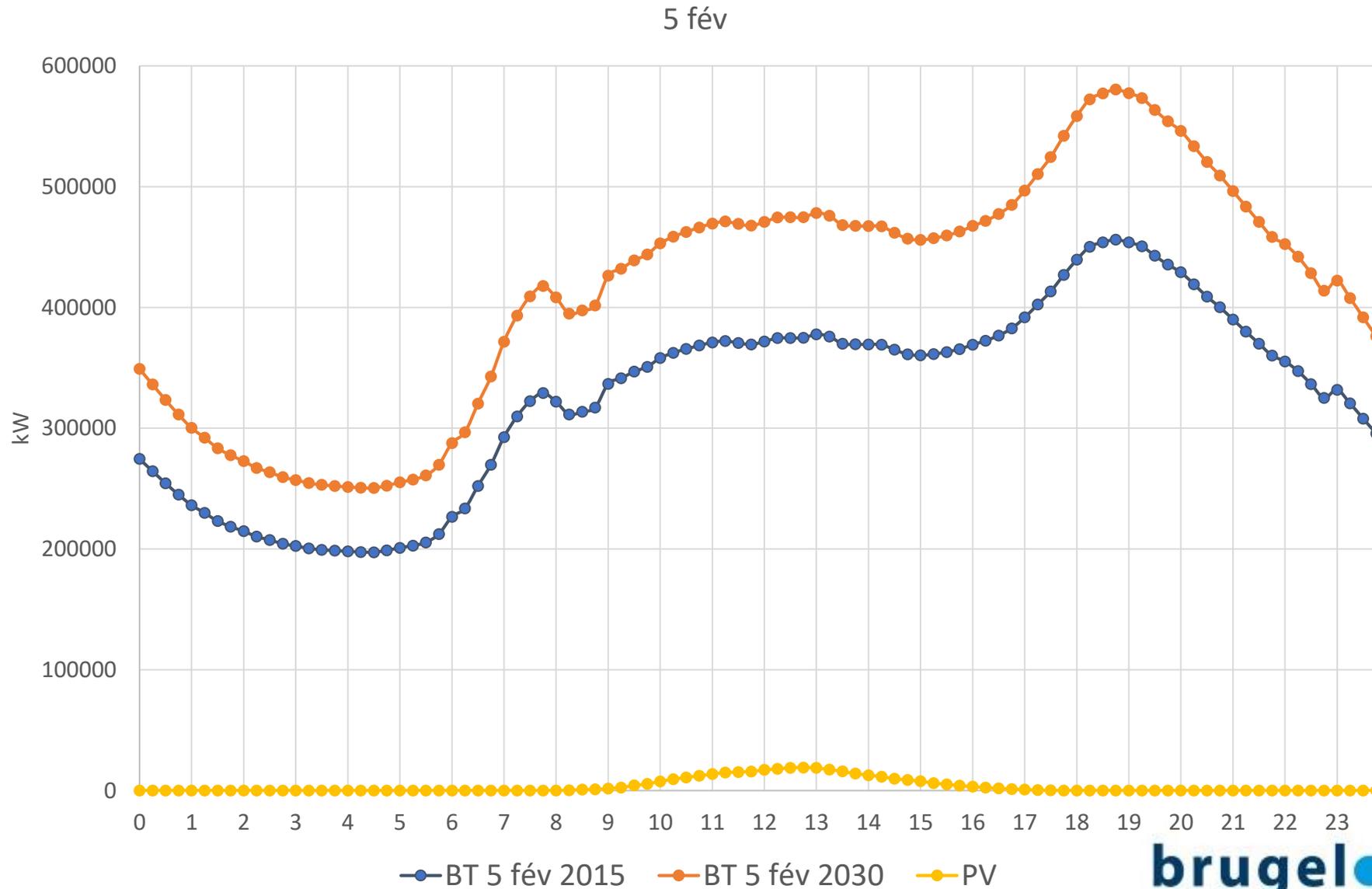


Distribution des plages horaires en période chaude



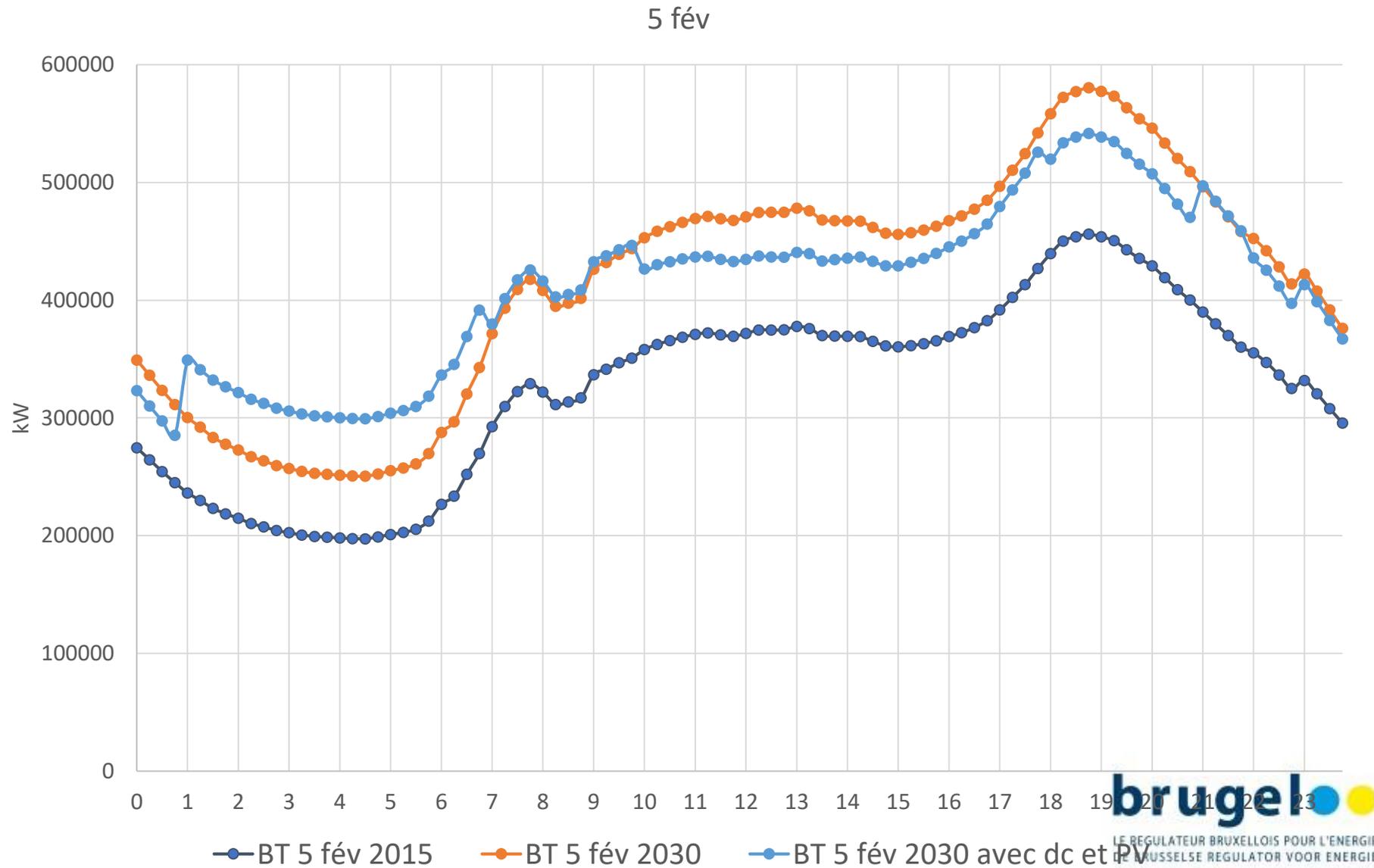


Courbe de charge Sibelga BT 2015 et 2030 (pointe maximale)



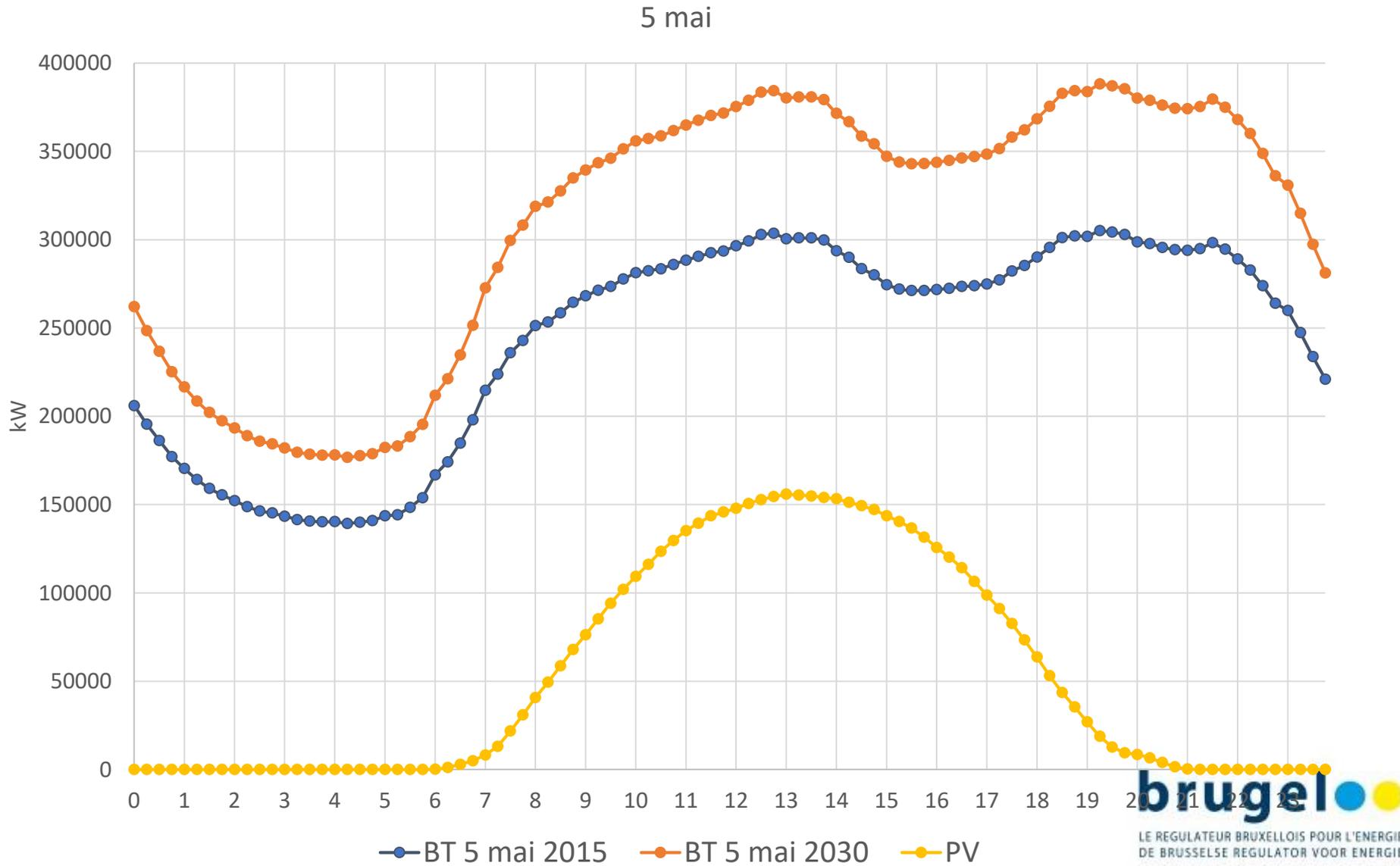


Courbe de charge Sibelga BT 2015 et 2030 (avec déplacement de charge)



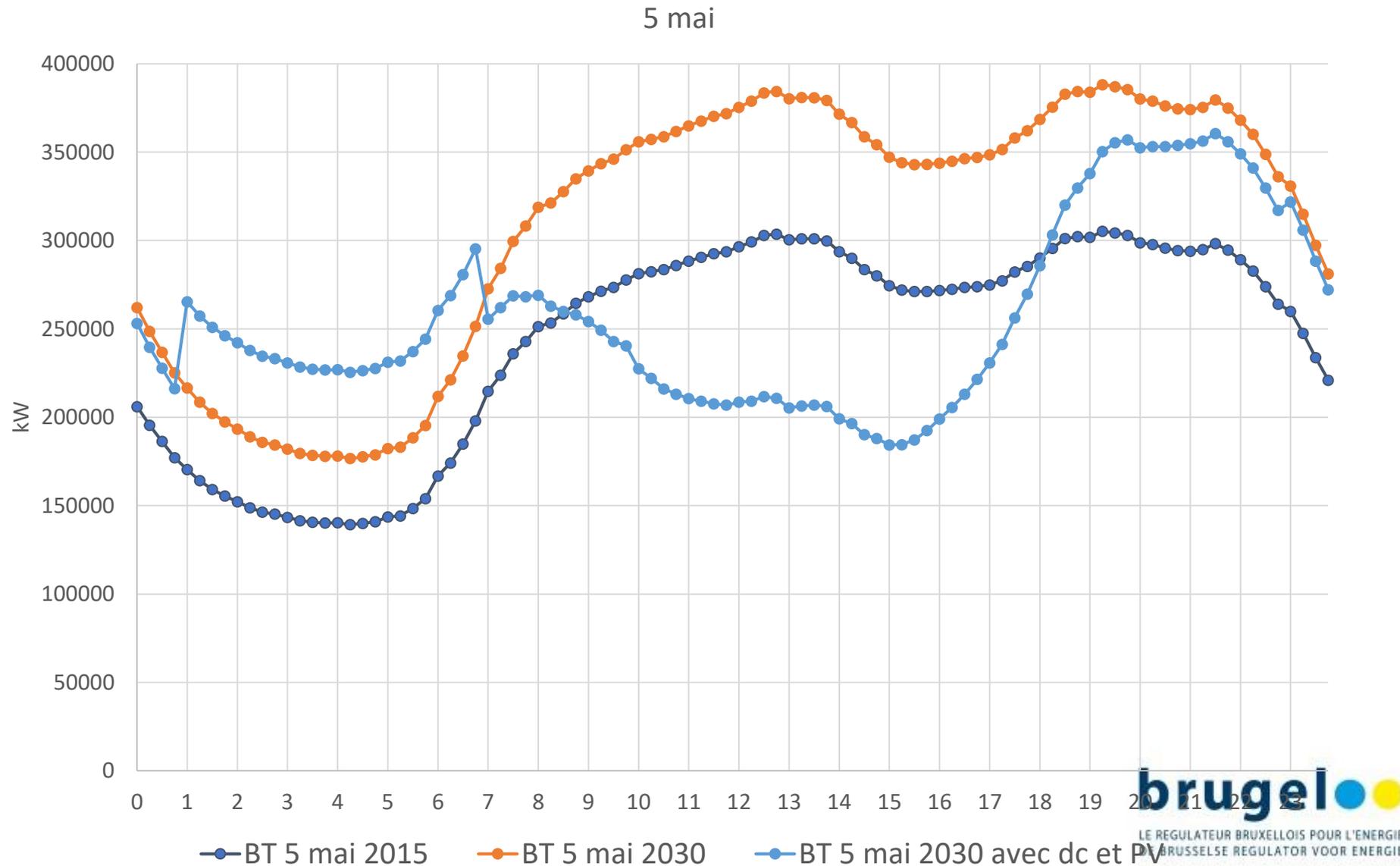


Courbe de charge Sibelga BT 2015 et 2030 (ensoleillement maximum)





Courbe de charge Sibelga BT 2015 et 2030 (avec déplacement de charge)



- Trois scénarii (avec variantes) ont été examinés (Utilisation réseaux, BT):
 1. Le scénario « **As Is** », correspondant à la structure tarifaire actuelle
 2. Le scénario « **Cost Reflective** », correspondant au mieux à la situation où le tarif reflète la structure des coûts.
 3. Le scénario « **Capacity to Reduce Cost** » répond au souci de réaliser la transition énergétique, dans ses différents aspects (E-SER, nouveaux usages, ...), au moindre coût global.

Ces scénarii ont été examinés tant avec compteurs intelligents que sans. Dans ce cas on a appliqué les profils de consommation par type de consommateur pour définir des prix moyens (résidentiel, professionnel, ...)



Evaluation de différents scénarii

	Les indispensables					Transition énergétique								Les classiques			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse
Avec CI																	
As-Is	1	2	2	2	2	1	2	2	0	1	2	2	2	-1	0	2	1
Cost Reflective	2	-1	2	2	2	2	-2	0	2	1	0	0	0	2	1	2	1
Capacity to Reduce Cost 50/50	1	0	2	2	2	2	1	1	2	1	1	1	1	2	2	1	2
Capacity to Reduce Cost 20/80	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2



Vu par le Gestionnaire de réseau:

	Les indispensables					Transition énergétique								Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse	
Avec CI																		
As-Is	1		2	2	2	1			0	1	2	2		-1	0	2	1	15
Cost Reflective	2		2	2	2	2			2	1	0	0		2	1	2	1	19
Capacity to Reduce Cost 50/50	1		2	2	2	2			2	1	1	1		2	2	1	2	21
Capacity to Reduce Cost 20/80	1		2	2	2	2			2	2	2	2		1	2	1	2	23



Sans CI, la situation est très différente: CR = 12, alors que CRC 20/80 = 6





Vu par le Fournisseur ou le Producteur:

	Les indispensables					Transition énergétique								Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse	
Avec CI																		
As-Is			2	2	2	1		2				2	2			2	1	16
Cost Reflective			2	2	2	2		0				0	0			2	1	11
Capacity to Reduce Cost 50/50			2	2	2	2		1				1	1			1	2	14
Capacity to Reduce Cost 20/80			2	2	2	2		2				2	2			1	2	17





Vu par l'Agrégateur:

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse	
Avec CI																		
As-Is								2	0	1	2	2	2			2	1	12
Cost Reflective								0	2	1	0	0	0			2	1	6
Capacity to Reduce Cost 50/50								1	2	1	1	1	1			1	2	10
Capacity to Reduce Cost 20/80								2	2	2	2	2	2			1	2	15





Vu par l'URD (le consomm'acteur):

	Les indispensables					Transition énergétique								Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse	
Avec CI																		
As-Is		2	2	2	2	1	2	2	0	1	2	2	2		0	2	1	23
Cost Reflective		-1	2	2	2	2	-2	0	2	1	0	0	0		1	2	1	12
Capacity to Reduce Cost 50/50		0	2	2	2	2	1	1	2	1	1	1	1		2	1	2	21
Capacity to Reduce Cost 20/80		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		2	1	2	29





Impact sur les clients: les hypothèses de base

Avec CI	Terme fixe	Terme proportionnel	Terme capacitaire	Plage horaires	Capacité « flexible »
ASIS	5.5%	94.5%	-	4	NO
CR	10%	10%	80%	2	OUI
CRC 50/50	-	50%	50%	4	OUI
CRC 20/80	-	80%	20%	4	OUI



Impact sur les clients: le calcul des tarifs

Critères pour les calcul des tarifs:

- Équivalence de la facture totale pour les clients BT
- Tension entre les 4 plages horaire: [4-3-2-1]

Calcul des tarifs pour les composantes fixe/capacitaires et pour les 4 plages horaires (sur la base du profil moyen du réseau BT en RBC)





Impact sur les clients: le calcul des tarifs

Avec CI	Terme fixe - €/an	Terme proportionnel - €/MWh				Terme capacitaire - € kWA
		H pointe	H pleine	H creuse	H talon	
ASIS	12.56	96.82	72.61	48.41	24.20	-
CR	22.60		8.15		4.08	22.31
CRC 50/50	-	51.26	38.44	25.63	12.81	13.07
CRC 20/80	-	82.01	61.51	41.01	20.50	4.65



Impact sur les clients: le calcul des tarifs

Quid de la période transitoire (sans CI) et des clients souhaitant rester en « tarif relevé annuellement » ?

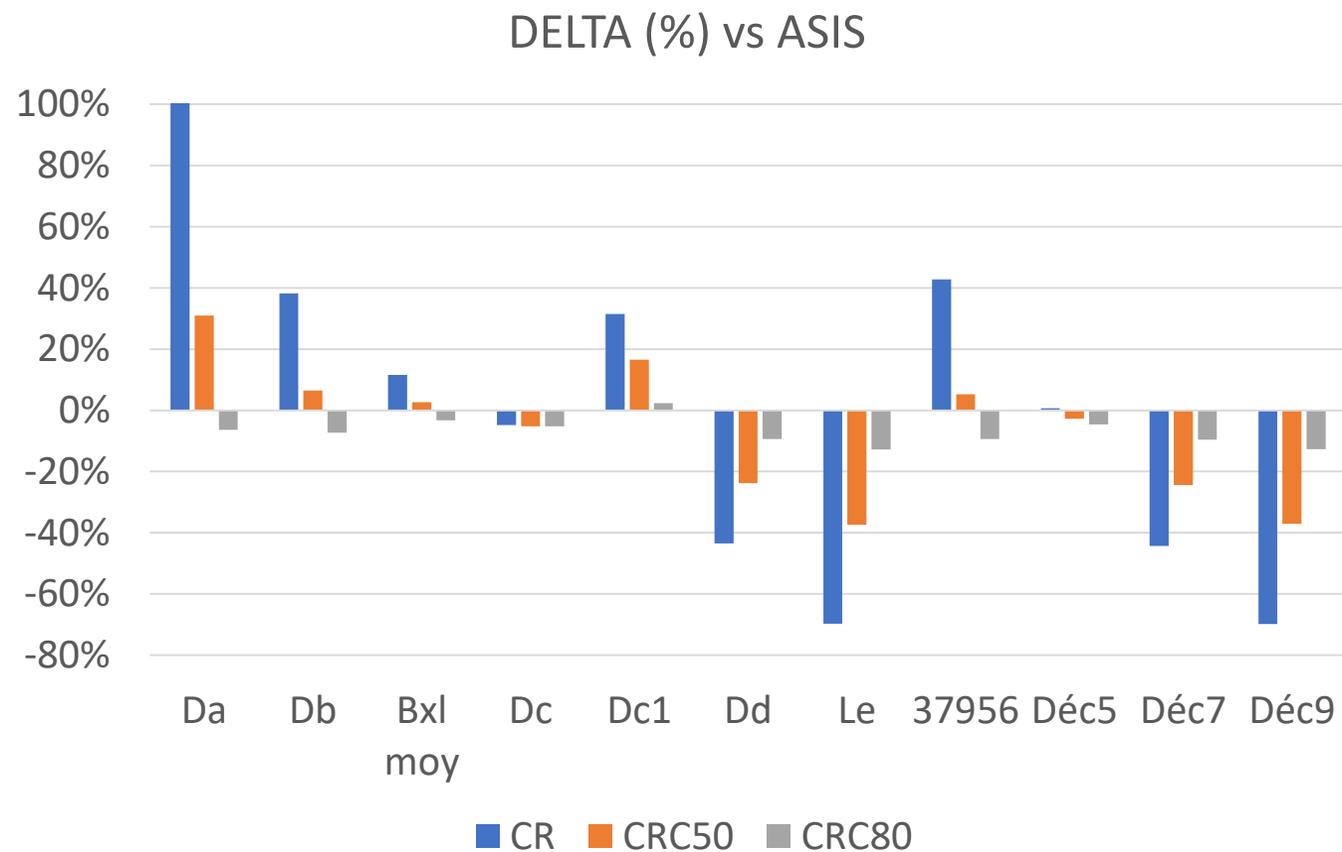
La proposition est d'appliquer la même structure tarifaire à tous les clients (avec/sans CI)

- Le client résidentiel équipé d'un compteur normal avec relevé annuel se verra appliquer le tarif (avec 4 plages horaires) en appliquant ce tarif sur le profil SLP S21.
- Le client résidentiel équipé d'un compteur bi horaire se verra appliquer le même traitement, mais sur base du profil SLP S22 découpé en profil heures creuses et profil heures pleines.
- Le client équipé d'un compteur exclusif nuit se verra attribuer le tarif de la plage « heures de nuit », déterminé à partir du profil SLP S22.
- Le client professionnel BT se verra appliquer le même traitement que le client résidentiel, mais sur base du profil SLP S11 (ou SLP S12 si > 56 kVA).

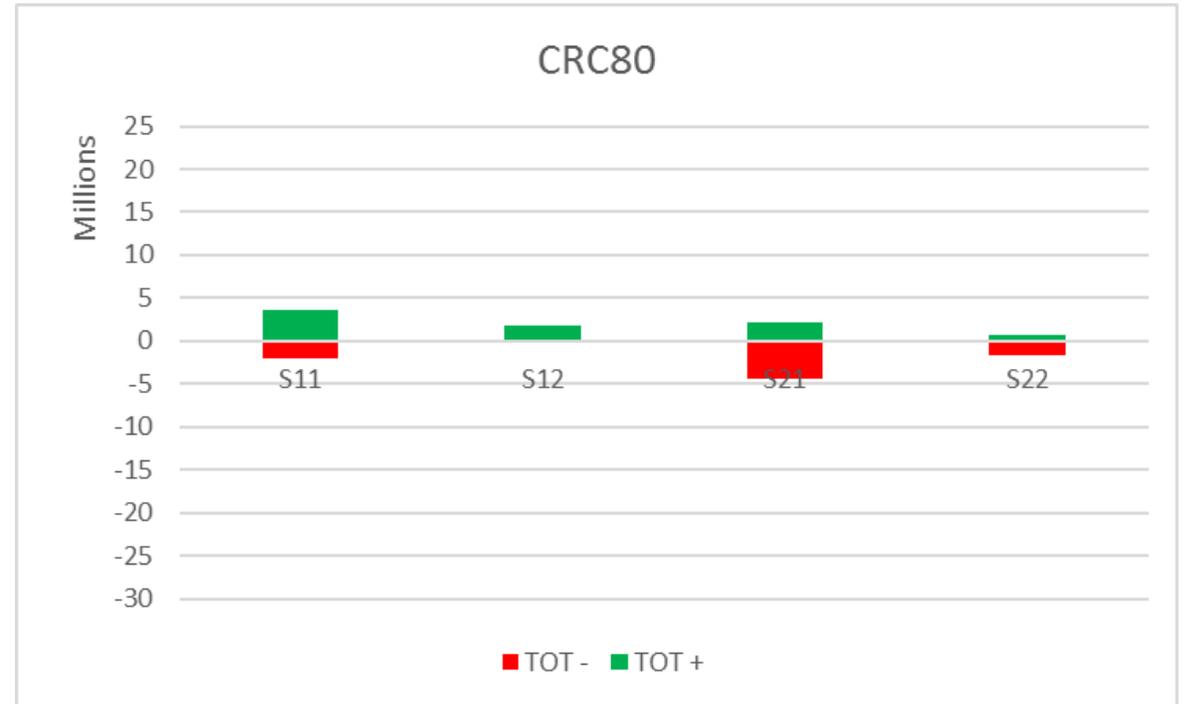
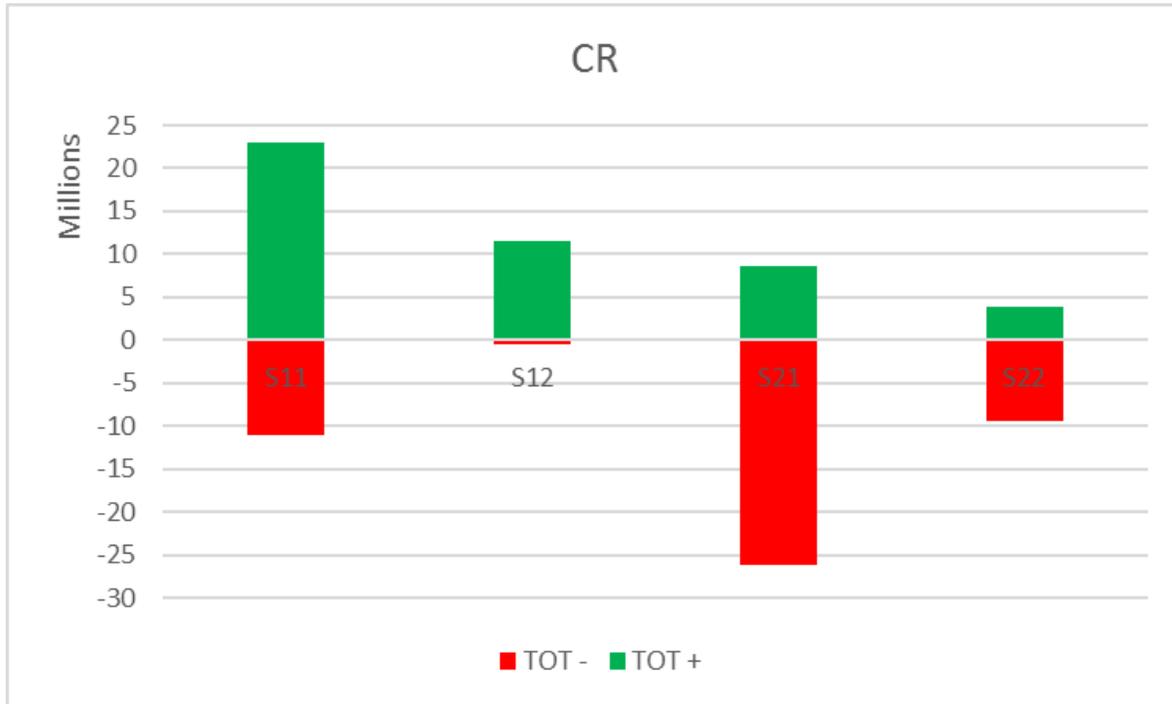


Impact sur les clients: le profils types

Client	Normal - kWh	Heures pleines - kWh	Heures creuses - kWh	Puissance appelée - kVA
Da	600			3
Db	1200			3.5
Bxl moy	2800			6.5
Dc		1600	1900	6.5
Dc1	3500			10
Dd		3600	3900	7.5
Le		16100	3900	9
Profes. Déc3	996			3
Profes. Déc5	3163			6.5
Profes. Déc7	7452			7.5
Profes. Déc9	20702			9



Impact sur les clients: tous les EAN

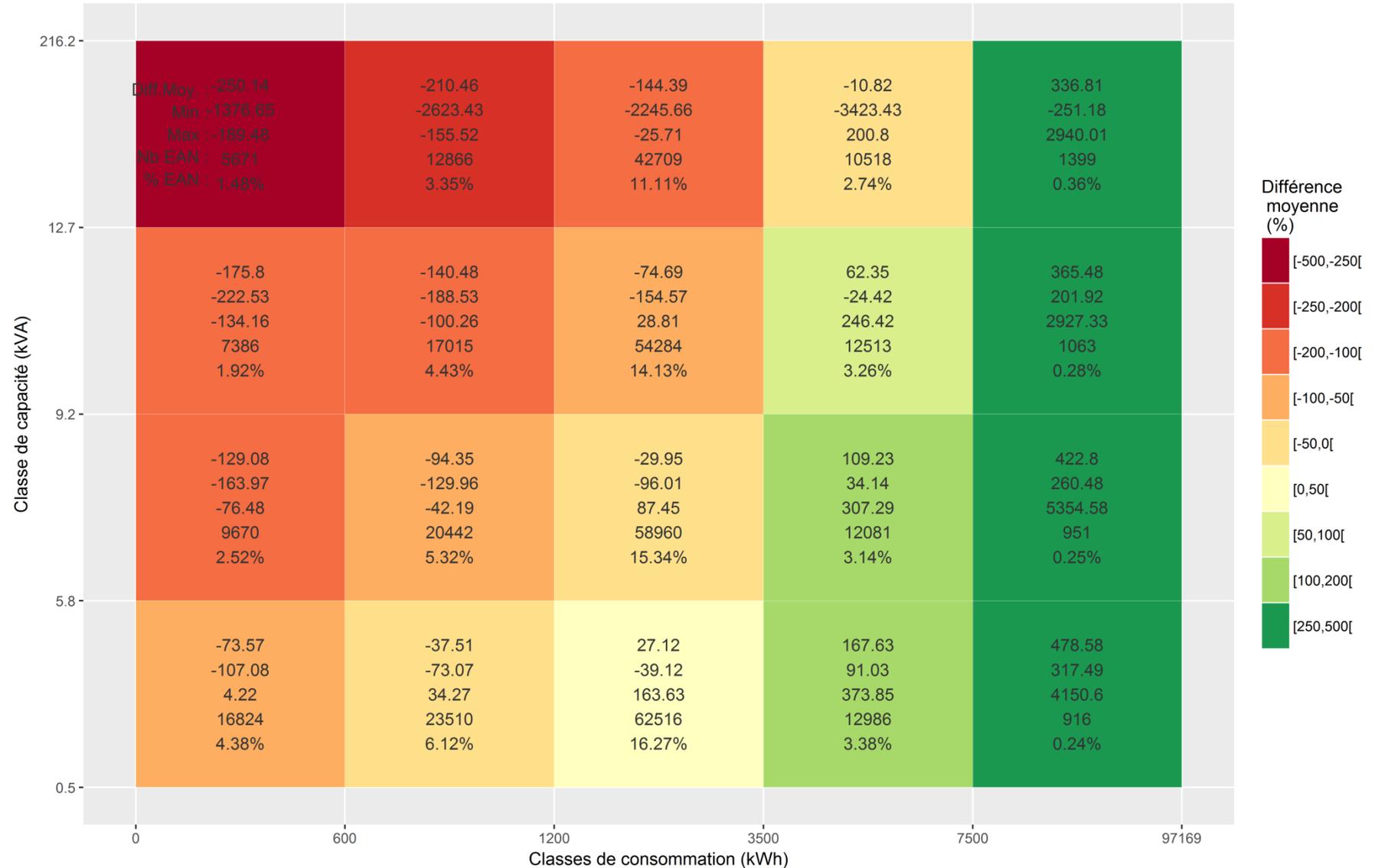




Impact sur les clients: tous les EAN

- Résultats: **CR vs ASIS (SLP21):** différence moyenne (€), max et min, nb EAN dans chaque classe de puissance et consommation

ASIS vs CRb (avec CI) - SLP : S21

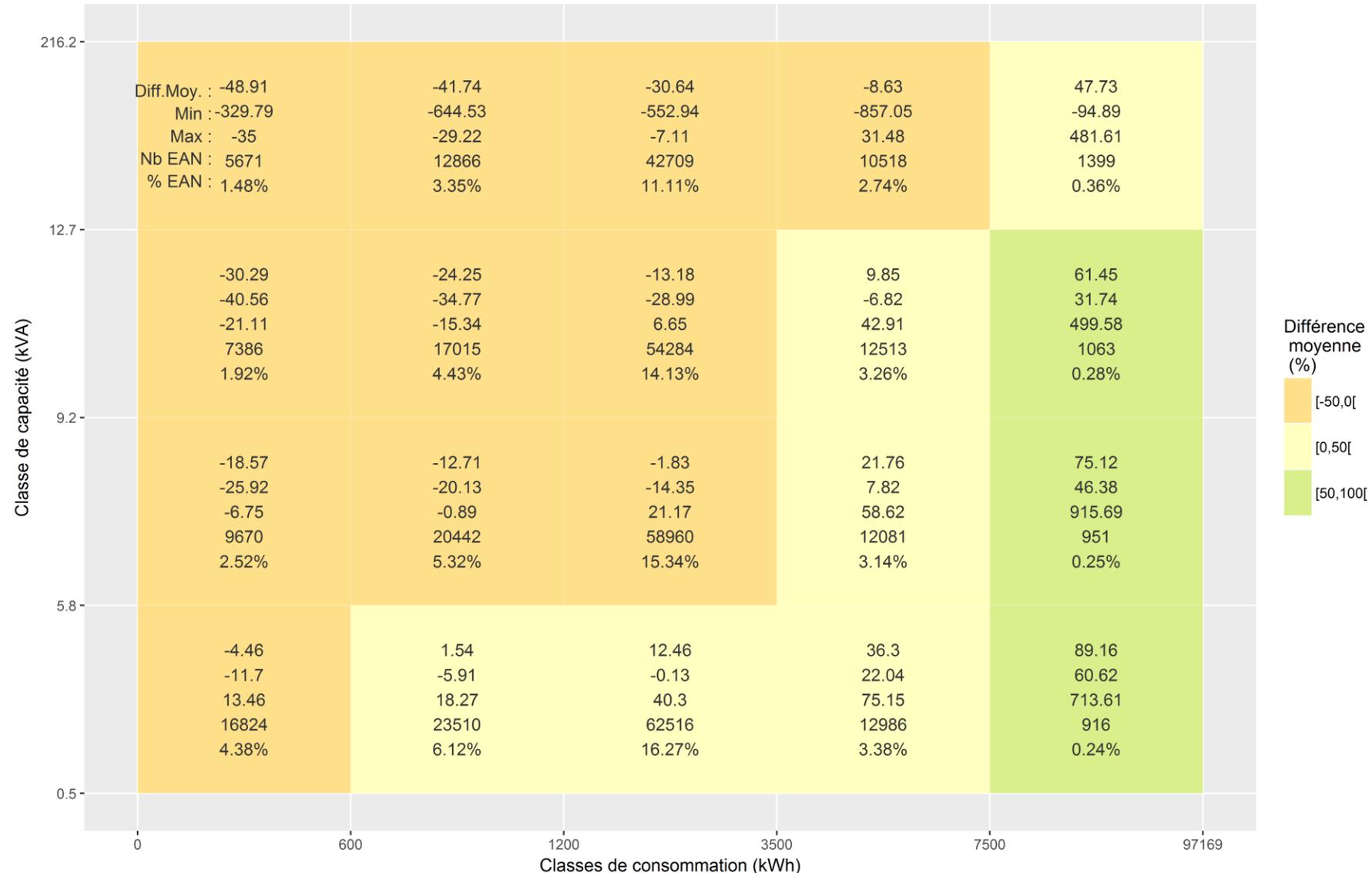




Impact sur les clients: tous les EAN

- Résultats:
CRC80 vs ASIS (SLP21):
différence moyenne (€), max et min, nb EAN dans chaque classe de puissance et consommation

ASIS vs CRC80 (avec CI) - SLP : S21





Conclusions

- La maîtrise des coûts passe par une **participation du consomm'acteur**. Ne rien changer serait coûteux
- Même les **consommateurs qui ne sont pas en mesure d'activer de la flexibilité bénéficieront** de la meilleure correspondance globale entre les productions et les consommations
- Le scénario **CRC 20/80 avec CI** reçoit globalement la meilleure cote (vu par chaque acteur), surtout pour sa capacité à faciliter la transition énergétique
- Ce scénario génère des **différences raisonnables par rapport à la situation actuelle**. Les plus gros consommateurs sont généralement favorisés vu la composante capacitaire. Mais les clients résidentiels, particulièrement, ont des capacités de gain importantes en adaptant leur comportement
- Les **nouveaux usages électriques** peuvent entraîner une diminution du prix de l'électricité
- Les clients résidentiels équipés ou non de compteurs intelligents pourront **choisir d'être assimilés à des clients à relève annuelle**, en leur appliquant le profil standard S21
- Les **fournisseurs** seront vraisemblablement tentés de proposer certaines formules tarifaires utilisant les mêmes 4 plages horaires que le GRD pour envoyer un signal simple et clair à la clientèle. Le cas échéant, la Région bruxelloise pourrait imposer un tel tarif aux fournisseurs